

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN Y FLEXIBILIZACIÓN DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN 13.2 kV MUNICIPIO DE TULUÁ

JUAN MANUEL ECHEVERRI ARTUNDUAGA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2007

ESTUDIO DE OPTIMIZACIÓN Y FLEXIBILIZACIÓN DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN 13.2 kV MUNICIPIO DE TULUÁ

JUAN MANUEL ECHEVERRI ARTUNDUAGA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
GUIDO JOSÉ ESCOBAR MAYOR
Ingeniero Eléctrico

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2007

Nota de aceptación:

Aprobado por el comité de grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la universidad Autónoma de Occidente para optar al título de Ingeniero Electricista.

Luís Eduardo Aragón Rangel

Jurado

Jurado

Santiago de Cali, 15 de Noviembre de 2007

Este proyecto lo dedico a todas las personas que hicieron esto posible a mi madre, mi padre, mi tía incondicional la cual confió lo suficiente en mí y a todas las personas que de una u otra manera estuvieron alrededor de este gran esfuerzo que ha sido el estudio de ingeniería eléctrica.

También dedico este triunfo a los seres superiores que siempre estuvieron a mí alrededor y me brindaron su protección y nunca dejaron que me desviara en el camino; a mi divina madre Devi Kundalini y padre interior Kaon.

AGRADECIMIENTOS

Un agradeciendo muy especial al ingeniero Carlos Pizza por su constante apoyo y aporte a este proyecto.

Al ingeniero Guido José Escobar por darme el empujón, la oportunidad y depositar la confianza necesaria para creer en mí.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	30
INTRODUCCIÓN	22
1. ANTECEDENTES	23
2. OBJETIVOS	24
2.1 GENERAL	24
2.2 ESPECÍFICOS	24
3. DESCRIPCIÓN GENERAL MUNICIPIO DE TULUÁ	26
3.1 DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO	26
3.1.1 Localización	27
3.1.2 Límites	28
3.1.3 Actividad económica	28
3.1.4 División político administrativa	29
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	30
3.3 CARACTERÍSTICAS ACTUALES SUBESTACIONES Y CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	33
4. IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE LA EXPLOTACIÓN ACTUAL	69
4.1 SUBESTACIÓN LA VARIANTE	69

4.2 SUBESTACIÓN EL LAGO	70
4.3 SUBESTACIÓN SAN PEDRO	71
4.4 SUBESTACIÓN FARFÁN	72
5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	73
5.1 CLASES DE DEMANDA	73
5.2 PRONÓSTICO	74
5.3 PLAZO DE PRONÓSTICOS	74
5.3.1 Factores que determinan la proyección de la demanda	74
5.4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA CETSA	76
6. DETERMINACIÓN DE ESTRUCTURAS DE FLEXIBILIZACIÓN	80
6.1 DEFINICIONES	81
6.2 CONSIDERACIONES	82
6.3 ESTRUCTURAS DE RESPALDO	84
6.4 ANÁLISIS Y ESCOGENCIA DE ESTRUCTURAS DEL SISTEMA CETSA	87
6.4.1 Subestación La Variante.	88
6.4.2 Subestación El Lago.	89
6.4.3 Subestación San Pedro.	90
6.4.4 Subestación Farfán.	91
6.4.5 Diagramas unifilares resultantes	93

7. DETERMINACIÓN ELEMENTOS DE MANIOBRA Y/O PROTECCIÓN	111
7.1 DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS	111
7.2 NORMALIZACIÓN DE PROTECCIONES	112
7.2.1 Criterios para el uso de corta circuitos	116
7.3 CRITERIOS PARA USO DE PROTECCIONES TULUÁ	119
8. DETERMINACIÓN DE OBRAS Y PRESUPUESTO	136
9. CONCLUSIONES	138
BIBLIOGRAFÍA	141

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características actuales salidas de media tensión	67
Tabla 2. Factores descriptivos de Circuitos	78
Tabla 3. Crecimiento ponderado de energía	78
Tabla 4. Crecimiento ponderado de potencia en kW	78
Tabla 5. Proyección de la demanda por Circuitos Tuluá	79
Tabla 6. Características propuestas salidas de media tensión	109
Tabla 7. Aplicación de fusibles en transformadores de distribución	114
Tabla 8. Criterios técnico – económicos de las protecciones	120
Tabla 9. Capacidad instalada ramales Circuito 1	121
Tabla 10. Protecciones ramales Circuito 1	121
Tabla 11. Capacidad instalada ramales Circuito 2	122
Tabla 12. Protecciones ramales Circuito 2	122
Tabla 13. Capacidad instalada ramales Circuito 3	122

Tabla 14. Protecciones ramales Circuito 3	123
Tabla 15. Capacidad instalada ramales Circuito 4	123
Tabla 16. Protecciones ramales Circuito 4	123
Tabla 17. Capacidad instalada ramales Circuito 5	124
Tabla 18. Protecciones ramales Circuito 5	125
Tabla 19. Capacidad instalada ramales Circuito 6	125
Tabla 20. Protecciones ramales Circuito 6	126
Tabla 21. Capacidad instalada ramales Circuito 7	126
Tabla 22. Protecciones ramales Circuito 7	126
Tabla 23. Capacidad instalada ramales Circuito 8	127
Tabla 24. Capacidad Protecciones ramales Circuito 8	127
Tabla 25. Capacidad instalada ramales Circuito 9	128
Tabla 26. Protecciones ramales Circuito 9	128
Tabla 27. Capacidad instalada ramales Circuito 10	129
Tabla 28. Protecciones ramales Circuito 10	129

Tabla 29. Capacidad instalada ramales Circuito 11	130
Tabla 30. Protecciones ramales Circuito 11	130
Tabla 31. Capacidad instalada ramales Circuito 12	131
Tabla 32. Protecciones ramales Circuito 12	131
Tabla 33. Capacidad instalada ramales Circuito 13	132
Tabla 34. Protecciones ramales Circuito 13	132
Tabla 35. Capacidad instalada ramales Circuito 14	133
Tabla 36. Protecciones ramales Circuito 14	133
Tabla 37. Capacidad instalada ramales Circuito 15	134
Tabla 38. Protecciones ramales Circuito 15	134
Tabla 39. Capacidad instalada ramales Circuito 16	135
Tabla 40. Protecciones ramales Circuito 16	135
Tabla 41. Cantidades y presupuesto	137

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. División político administrativa municipio de Tuluá	29
Figura 2. Diagrama unifilar sistema CETSA	32
Figura 3. Configuración subestación Variante	33
Figura 4. Curva de carga característica Circuito 1	34
Figura 5. Demanda característica Circuito 1 durante un año	35
Figura 6. Diagrama unifilar actual Circuito 1	35
Figura 7. Curva de carga característica Circuito 2	36
Figura 8. Demanda característica Circuito 2 durante un año	37
Figura 9. Diagrama unifilar actual Circuito 2	37
Figura 10. Curva de carga característica Circuito 3	38
Figura 11. Demanda característica Circuito 3 durante un año	39
Figura 12. Diagrama unifilar actual Circuito	39
Figura 13. Curva de carga característica Circuito 4	40

Figura 14. Demanda característica Circuito 4 durante un año	41
Figura 15. Diagrama unifilar actual Circuito 4	41
Figura 16. Curva de carga característica Circuito 5	42
Figura 17. Demanda característica Circuito 5 durante un año	43
Figura 18. Diagrama unifilar actual Circuito 5	43
Figura 19. Curva de carga característica Circuito 6	44
Figura 20. Demanda característica Circuito 6 durante un año	45
Figura 21. Diagrama unifilar actual Circuito 6	45
Figura 22. Configuración subestación Lago	46
Figura 23. Curva de carga característica Circuito 7	47
Figura 24. Demanda característica Circuito 7 durante un año	48
Figura 25. Diagrama unifilar actual Circuito 7	48
Figura 26. Curva de carga característica Circuito 8	49
Figura 27. Demanda característica Circuito 8 durante un año	50
Figura 28. Diagrama unifilar actual Circuito 8	50

Figura 29. Curva de carga característica Circuito 9	51
Figura 30. Demanda característica Circuito 9 durante un año	52
Figura 31. Diagrama unifilar Circuito 9	52
Figura 32. Curva de carga característica Circuito 10	53
Figura 33. Demanda característica Circuito 10 durante un año	54
Figura 34. Diagrama unifilar Circuito 10	54
Figura 35. Configuración subestación San Pedro	55
Figura 36. Curva de carga característica Circuito 11	56
Figura 37. Demanda característica Circuito 11 durante un año	57
Figura 38. Diagrama unifilar actual Circuito 11	57
Figura 39. Curva de carga característica Circuito 12	58
Figura 40. Demanda característica Circuito 12 durante un año	59
Figura 41. Diagrama unifilar actual Circuito 12	59
Figura 42. Configuración subestación Farfán	60
Figura 43. Curva de carga característica Circuito 13	61

Figura 44. Demanda característica Circuito 13 durante un año	62
Figura 45. Diagrama unifilar actual Circuito 13	62
Figura 46. Curva de carga característica Circuito 14	63
Figura 47. Demanda característica Circuito 14 durante un año	64
Figura 48. Diagrama unifilar actual Circuito 14	64
Figura 49. Curva de carga característica Circuito 15	65
Figura 50. Demanda característica Circuito 15 durante un año	66
Figura 51. Diagrama unifilar actual Circuito 15	66
Figura 52 Áreas de influencia actual subestaciones municipio de Tuluá	67
Figura 53 Áreas de influencia actual de circuitos 13,2 kV municipio de Tuluá	68
Figura 54. Relación demanda nacional de energía Vs PIB	75
Figura 55. Demanda nacional de energía (GWh/año)	76
Figura 56. Áreas de expansión urbanas municipio de Tuluá	77
Figura 57. Esquema pétalo	84
Figura 58. Esquema pétalo apoyado	85

Figura 59. Esquema Huso	85
Figura 60. Esquema Espiga	86
Figura 61. Esquema Huso apoyado	86
Figura 62. Esquema Espiga apoyada	87
Figura 63. Esquema de flexibilización municipio de Tuluá	87
Figura 64. Diagrama unifilar propuesto Circuito 1	93
Figura 65. Diagrama unifilar propuesto Circuito 2	94
Figura 66. Diagrama unifilar propuesto Circuito 3	95
Figura 67. Diagrama unifilar propuesto Circuito 4	96
Figura 68. Diagrama unifilar propuesto Circuito 5	97
Figura 69. Diagrama unifilar propuesto Circuito 6	98
Figura 70. Diagrama unifilar propuesto Circuito 7	99
Figura 71. Diagrama unifilar propuesto Circuito 8	100
Figura 72. Diagrama unifilar propuesto Circuito 9	101
Figura 73. Diagrama unifilar propuesto Circuito 10	102

Figura 74. Diagrama unifilar propuesto Circuito 11	103
Figura 75. Diagrama unifilar propuesto Circuito 12	104
Figura 76. Diagrama unifilar propuesto Circuito 13	105
Figura 77. Diagrama unifilar propuesto Circuito 14	106
Figura 78. Diagrama unifilar propuesto Circuito 15	107
Figura 79. Diagrama unifilar propuesto Circuito 16	108
Figura 80. Áreas de influencia subestaciones resultantes	110
Figura 81. Gráfica Corriente Vs Tiempo	113
Figura 82. Gráfica Distancia Vs Nivel de Corto Circuito	115
Figura 83. Ramal menor a 30 km con lcc mayor a 3 kA	116
Figura 84. Ramal mayor a 30 km con lcc menor a 3 kA	116
Figura 85. Ramales con distancias mayores a 5 km	117
Figura 86. Casos de ramales no recomendados	117
Figura 87. Ramales con distancia mayor a 200 m	118
Figura 88. Protecciones Troncales	118

Figura 89. Limitaciones seccionamiento Troncales	118
Figura 90. Seccionamiento de mercados	119

RESUMEN

La flexibilidad de las redes es un tema poco abordado por los operadores de red, aunque esto no es debido solo a estos sino también a la falta de planeación por parte de los mecanismos de control en nuestras ciudades por la reducción de recursos buscando el mayor rendimiento ó mejor la mejor rentabilidad con la mínima inversión; esto a llevado a la consecución de nuevas tecnologías, las cuales en muchas ocasiones no son las más adecuadas para casos particulares como el que se expresara a continuación.

El municipio de Tuluá no es la excepción al tema de la flexibilidad de las redes, su operador de red CETSA no es ajeno al mal que aqueja a las redes de distribución en los países subdesarrollados como el nuestro; el negocio de distribución es uno de los más complejos del sector eléctrico a parte de la cantidad de activos necesarios para llegar al usuario final.

La calidad en el servicio empezó a jugar un papel muy importante a través del establecimiento de la regulación en el negocio de la energía eléctrica, las compensaciones monetarias a los usuarios y sanciones a los operadores de red obliga estos a buscar ideas que contrarresten este tema.

La propuesta realizada para el municipio de Tuluá hace que se plantee una nueva metodología de trabajo y visión sobre las redes de distribución. Esta consiste buscar una redistribución de la red proponiendo respaldos totales respaldados por flujos de carga, esto cambia la manera de pensar de la parte operativa de las redes, la cual hoy en día piensan que entre mas respaldos se tiene una mejor confiabilidad, las ventajas de tener menos respaldos con mejor calidad de servicio es facilidad de operación, mantenimiento y flexibilidad de las redes, teniendo en cuenta de la red de distribución a nivel de 13,2 kV es una red muy dinámica.

El estudio de la demanda es un tema de amplio interés para empresas del sector eléctrico, en este trabajo se presenta la proyección de la demanda a mediano plazo (5 años) del sistema CETSA o municipio de Tuluá, que surge como necesidad para la simulación y planeación del sistema de distribución para la definición de estructuras de flexibilización de la red en el nivel de tensión 2 (13,2 kV) al año 2011.

Estas están definidas por dos o más líneas, que posean capacidad de respaldo total o parcial en caso de avería en alguna de ellas. Las líneas pueden estar alimentadas por el mismo o distinto transformador.

Se hace necesaria la segmentación de línea para independizar la avería y que sea más sencillo a nivel operativo. Toda línea principal debe contar como mínimo dos segmentos.

La capacidad de respaldo de una línea hacia otra se expresa en porcentaje de la carga máxima de línea principal que se puede alimentar en condiciones aceptables de caída de tensión y sobre carga de la línea que da el respaldo. En caso de dar respaldo desde un transformador diferente, se debe verificar la carga del este.

Otro tema bastante importante implementado en esta metodología de flexibilización es el uso de las protecciones eléctricas, se hace urgente la normalización y estandarización de estos elementos hablando fundamentalmente de los fusibles o XS.

- No existe una filosofía o guía de coordinación de protecciones para Cetsa.
- No existe un proceso normalizado en todas las zonas.
- Existe alta gama de valores de fusibles en la red.
- Altos inventarios de fusibles (stock elevados)
- Gran desgaste para la mantenibilidad de la coordinación.

En los sistemas de distribución de potencia el fusible es uno de los dispositivos más empleados en la protección ante eventos de corto Circuito. Este dispositivo de protección debe cumplir con las siguientes funciones: sensibilidad, selectividad y velocidad.

Un buen uso y coordinación de estos elementos hace un rápido despeje de la falla y ubicación de esta.

Resulta importante mencionar que seguido al establecimiento de los criterios de normalización de la red, se debe promulgar los criterios de operación y mantenimiento que garantice un mejor resultado en los objetivos planteados dentro del Plan de acción de la Gerencia de Distribución, en lo correspondiente a asegurar la continuidad en la prestación de servicio para todos los clientes.

Si bien es cierto que la normalización de la red contribuye a mejorar la continuidad del servicio, se requiere actuar sobre otras variables como son: el diagnóstico y eliminación de la causa – raíz de la falla, la revisión de los criterios de operación y mantenimiento, la información del sistema veraz y oportuna, esto con el propósito de establecer metas claras y alcanzables en los índices de calidad del servicio en el mediano plazo.

INTRODUCCIÓN

Históricamente nuestra región a nivel técnico ha sufrido muchos cambios a raíz de la evolución del sistema de transmisión nacional. Un ejemplo palpable es el uso de reguladores de tensión a la salida de los Circuitos de 13.2 kV, que se usaban debido a que el departamento se encontraba en la cola del sistema de transmisión y la falta de reactivos en la región provocaba que se tuviera un bajo nivel de tensión, lo cual fue contrarrestado con la entrada de la línea de 500 kV a nuestra región mejorando los niveles de tensión en el sistema de distribución del departamento, e hizo que tales reguladores ya no fueran necesarios.

Igualmente el sector eléctrico colombiano ha tenido grandes cambios a nivel comercial en las últimas dos décadas, a raíz de establecimiento de las LEYES 142 “Ley de servicios públicos domiciliarios” y 143 de 1994 “Ley Eléctrica” las cuales fijaron un nuevo panorama del negocio.

En principio el sector eléctrico era atendido por el Estado enfocado a la parte social y de servicio, con actitud paternalista; después del establecimiento de las leyes mencionadas anteriormente, el sector eléctrico tuvo una perspectiva de negocio promoviendo una masiva inversión de capital privado pero a la vez exigiendo progresivamente una mejor calidad en el servicio ofrecido a los usuarios.

El enfoque hacia la parte social en el pasado, dio como resultado un desarrollo no uniforme de la red de distribución a nivel de tensión II (13.2 kV) a lo largo del tiempo, debido a la necesidad de garantizar el servicio tanto urbano como rural sin discriminación; favorable al usuario de bajo recurso, pero al mismo tiempo desfavorable económicamente para el Estado inversionista.

El sistema de respaldos del sistema de distribución regional por no mencionar el nacional, está basado en la teoría de que entre más apoyos existan entre Circuitos es mejor, lo que ha llevado a una red compleja, difícil de operar, con sobre costos de mantenimiento y operación provocando una descoordinación y sobreprotección de la red, aumentando pérdidas técnicas y dificultando la labor del control energético del mercado.

1. ANTECEDENTES

Podemos determinar que son pocos los estudios adelantados por los operadores de red nacionales en el campo de ordenamiento y flexibilización de las redes de distribución a nivel de 13.2 kV; las grandes potencias mundiales han liderado estos en vista de la gran necesidad de contar con una red de distribución mucho mas confiable, especialmente en zonas urbanas donde se encuentran grandes centros de carga concentradas de diferentes tipos (residencial, comercial, industrial). En Colombia observamos que casi todas por no decir todas las cargas residenciales son alimentadas por el nivel de tensión II (13.2 kV), también es evidente que muchas medianas industrias cuentan con esta alimentación.

En nuestro entorno encontramos que las redes de 13.2 kV o de distribución son llamadas redes primarias las cuales son de nivel de tensión II según nuestra normatividad.

El estado actual de la red de media tensión es el resultado de un desarrollo no uniforme a lo largo del tiempo; debido principalmente a la necesidad de satisfacer los nuevos puntos el suministro y garantizar el servicio frente al progresivo aumento de la demanda, obteniendo como resultado un crecimiento desordenado de la red, redes no homogéneas lo que redunda en altos costos de mantenimiento, dificultades en la labor de mantenimiento preventivo, complejidad para realizar estudios y planificación de la red.

En general se tendía a conseguir el máximo numero de respaldos ante contingencias, lo que nos resulta en una compleja estructura de red, dificultad de selección de maniobra optima, dificultad de implantación de procedimientos de operación.

Hoy en día la reglamentación y normatividad existente obligan al operador de red a brindar confiabilidad y calidad del servicio, haciéndose necesario buscar diferentes alternativas que logren cumplir dichas reglamentaciones y normativas.

2. OBJETIVOS

2.1 GENERAL

Dejar una base investigativa y procedimientos para futuros estudios que pretendan mejorar la flexibilización y confiabilidad de respaldos en redes de 13.2 kV o de distribución de los diferentes operadores de red nacionales.

De esta manera se podrá diseñar y planificar una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento de la demanda vegetativa, sencilla de operar, con una calidad de servicio acorde con las exigencias regulatorias y preparada para la incorporación de tecnología de automatización.

2.2 ESPECÍFICOS

- Realizar un diagnostico y análisis de la topología de red existente por subestación y por Circuito. (diagramas unifilares de subestaciones y Circuitos).
- Desarrollar una ilustración sobre diferentes esquemas de respaldo adecuados a la topología de la red.
- Realizar proyecciones de demandas para 5 años (mediano plazo) por Circuito de acuerdo a la tendencia de crecimiento histórico, teniendo en cuenta las cargas puntuales y el POT del municipio para determinar nuevos proyectos de vivienda.
- Analizar y calcular los factores que caracterizan la operación de los Circuitos y que permiten la planeación de los mismos (Factor de pérdidas, factor de demanda, Factor de carga, Factor de potencia).

- Realizar simulación de flujos de potencia para analizar el comportamiento actual y futuro de los Circuitos (regulación de voltaje Norma NTC 1340 y cargabilidad de los conductores), mediante los factores anteriormente calculados y la proyección de demandas.
- Determinar estructura de respaldo para diferentes Circuitos de acuerdo a su topología actual dentro del marco costo beneficio.
- Realización de simulaciones de flujos de carga para los Circuitos en funcionamiento normal con demandas proyectadas.
- Realización de simulaciones de flujos de carga de las diferentes fallas posibles de línea principal, utilizando estructuras de flexibilización con demandas proyectadas.
- Determinación de protecciones para cada ramal o subramal de acuerdo a criterios técnicos y económicos según su longitud y capacidad instalada.
- Justificación de acciones recomendadas para el óptimo funcionamiento del sistema en condiciones normales y de falla.
- Determinación de obras a realizar y presupuesto de estas según costos de unidades constructivas establecidos en la resolución CREG 082 de 2002 para el establecimiento de los cargos por uso.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL MUNICIPIO DE TULUÁ

El proyecto de flexibilización empezara realizando una breve descripción del municipio de Tuluá para entender un poco los tipos de mercados, cantidad de habitantes atendidos, tamaño municipio, infraestructura de servicios públicos, atipo de industria, etc., a parte de esta descripción se realizara un análisis del negocio de distribución el cual es el directamente afectado con este proyecto, cabe anotar que para la consecución de algunos datos es necesario determinarlos por medio de flujos de carga, simulación en una aplicación desarrollada por Renato Céspedes.

Las gráficas mostradas en la descripción de características actuales de los circuitos fue necesario revisar la base de datos histórica (EPSA BDH) del SCADA por medio de una consulta externa a la base de datos por medio de EXCEL. Se mostraran dos curvas, una es una curva característica mensual de la demanda promedio hora del circuito en el mes, en el cual se encontró la demanda máxima, la otra curva es la curva de la demanda de cada circuito hora a hora durante un año, esta curva es muy importante para encontrar la demanda máxima de un circuito en condiciones normales, como se apreciara mas adelante existirán unos máximos y mínimos los cuales no serán tenidos en cuenta por tratarse de datos en condiciones de contingencia.

El dato de demanda máxima conseguido en la gráfica de demanda durante el año servirá para en el capitulo de la proyección de la demanda.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MUNICIPIO

Tuluá no tuvo acta de fundación, se ha adoptado históricamente el año de 1.639 como el año de fundación de Tuluá, en los archivos históricos de Buga reposa una carta enviada por don Juan de Lemus y Aguirre, propietario de las tierras entre los ríos Tuluá y Morales, y en aquel entonces alcalde de Buga, solicitando permiso para abrir el camino a Barragán, hoy en día corregimiento de Tuluá.

Tuluá adquiere la calidad de Municipio el 30 de Mayo de 1825, con la instalación del primer Concejo Municipal, dando así comienzo a su organización político

administrativa. Tuluá significa “TIERRA FÁCIL”, en lengua indígena ó también conocida como corazón del Valle, por su ubicación geográfica.

Tuluá siempre ha sido un lugar estratégico en el centro del Valle del Cauca, departamento ubicado al occidente de Colombia. En la actualidad, Tulúa constituye la ciudad intermedia más importante de Colombia, ubicándose a pesar de no ser capital, entre sus primeras veinte ciudades.

Con una población aproximada de 200.000 habitantes, Tuluá abarca quince municipios, con alrededor de 600 mil habitantes, convirtiéndose en punto de encuentro comercial y de servicios para esta zona del País.

Goza además de los distintos servicios que ofrecen las redes de telefonía y electricidad. Es una ciudad plural, diversa y cosmopolita, laboriosa y comunicativa, se destaca por su actividad comercial, educadora, servicios y se perfila como líder en el desarrollo humano sostenible de la región.¹

La ciudad cuenta con una infraestructura muy sólida en términos de protección y seguridad, entre sus agentes la Escuela de Policía “Simón Bolívar”, el Comando del III Distrito de Policía, la Base Antinarcóticos y el Batallón Palacé. Posee toda una red de atención de emergencias coordinada por el Comité Local de Atención y prevención de Desastres en el que participan, el Cuerpo de Bomberos, Defensa Civil, Cruz Roja y el Grupo de Búsqueda y Rescate.

La temperatura está determinada por los pisos latitudinales y varía entre 11°C y 24°C.

3.1.1 Localización. Tuluá cuenta con diversas vías de acceso y comunicación; está ubicada en la ruta de la vía Panamericana, su ubicación geográfica es estratégica por estar equidistante a ciudades capitales como Cali a 100 km, Armenia a 105 km, Pereira a 125 km y Buenaventura a 172 km; contando además con el Aeropuerto de Farfán que sirve de enlace con el sistema aeroportuario del eje Medellín -Bogotá – Cali.

¹ POT, Plan de Ordenamiento Territorial Municipio de Tulúa [en línea]. Tulúa: Alcaldía de Tulúa, 2007. [Consultado 10 de Octubre, 2007]. Disponible en Internet: <http://www.tulua.gov.co>

3.1.2 Límites. Por el oriente, secciona los departamentos de Valle y el Tolima; al sur, por el cauce del río Tuluá colinda con el municipio de San Pedro; al norte presenta una frontera con el municipio de Andalucía; por el occidente con el cauce del río Cauca desde el Zanjón del Sastre hasta la desembocadura del río Morales que refiere al municipio de Riofrío.

3.1.3 Actividad económica. Tuluá cuenta con poblaciones agrícolas y ganaderas ubicadas en la zona media y de alta montaña, su área urbana está ubicada sobre los 960 msnm, en la zona cordillerana llega hasta los 4400 msnm en la cumbre del páramo de Amoyá. Tuluá es productora de frutas, café y caña de azúcar.

Agricultura: el municipio está favorecido por la variedad de sus climas. En la parte montañosa se produce trigo, cebada y papa. En el clima medio, café, maíz, frijol, hortalizas y toda clase de frutas y en la parte plana cálida, caña de azúcar, maíz, cacao, plátano, arroz, tabaco, algodón, soya, millo, ajonjolí y pastos.

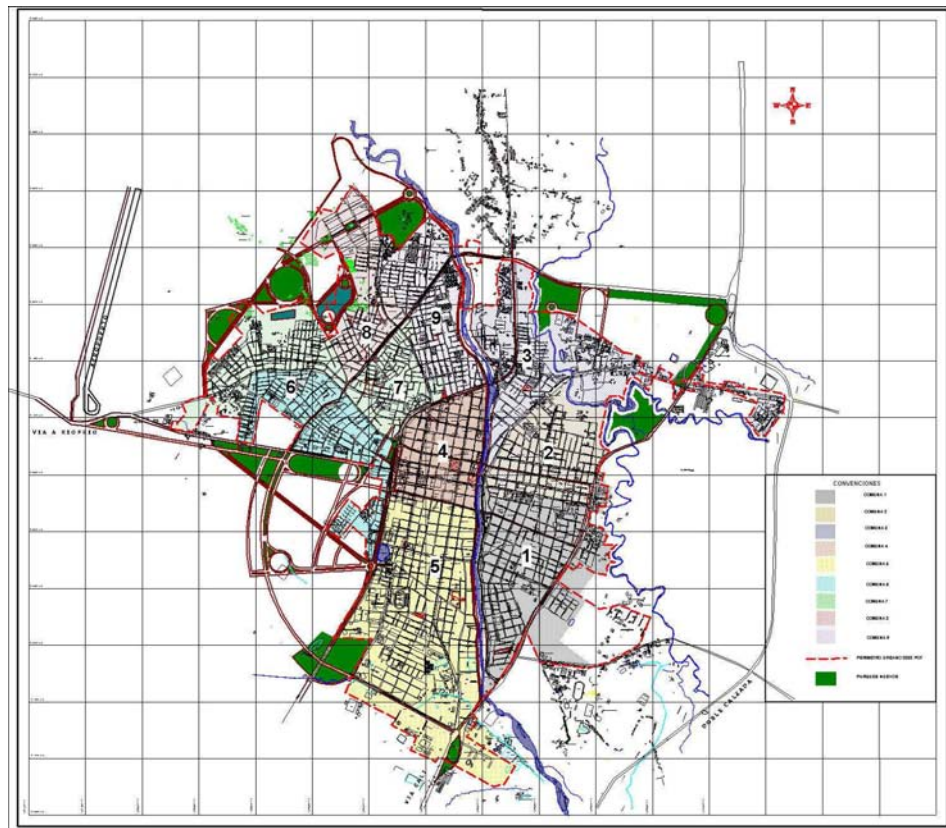
Industria: La industria ocupa lugar destacado dentro de la economía municipal, se destaca en la industria mediana.

Ganadería: cuenta con importantes haciendas en este sector, entre las razas están La Holstein, Normando y Cebú, éstas localizadas en la zona montañosa, en la parte alta predomina el ganado criollo, con algunos cruces.

Comercio: El comercio es la característica principal de la ciudad, la zona de influencia de sus mercados comprende 10 municipios con sus corregimientos y veredas como son: Andalucía, Bugalagrande, Riofrío, Trujillo, Zarzal, La Victoria, La Unión, Toro, Roldanillo, Bolívar.

3.1.4 División político administrativa

Figura 1. División político administrativa municipio de Tulúa



Fuente: Plan de Ordenamiento Territorial Municipio de Tulúa [en línea]. Tulúa: Alcaldía de Tulúa, 2007. [Consultado 10 de Octubre, 2007]. Disponible en Internet: <http://www.tulua.gov.co>

El POT (Plan de Ordenamiento Territorial), este documento ofrece una directriz sobre el planeamiento del municipio, brindando información sobre el área de expansión de la ciudad, este tipo de información es de útil ayuda en el capítulo de proyección de la demanda para zonificar las cargas futuras ámbito de acción de las subestaciones, según proyectos matriculados ante el operador de red.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CETSA (Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P) es el operador de red del municipio de Tuluá, es una empresa que hace parte en la actualidad del sistema EPSA.

CETSA integra las siguientes etapas del servicio público de energía, como lo son la generación, la transformación, la distribución y la comercialización, asegurando un mejor y eficiente prestación del servicio a sus usuarios, prueba de esto es el bajo índice de suspensiones en el año en el sector industrial de sólo 5 horas y el más bajo índice de pérdidas de energía del 11.67%, cuando el promedio nacional se ubica en el orden del 20%.

Es propietaria de las redes de subtransmisión y distribución, de las subestaciones de transformación y micro centrales de generación.

El abastecimiento de Energía es por medio de las Micro centrales Riofrío I, Riofrío II y El Rumor que entre todas producen alrededor de 79.448 MWH-Año, y entre todas producen el 61.50% de la demanda máxima del consumo anual.

En el año 1940 entra en servicio la planta HIDROELÉCTRICA EL RUMOR, con capacidad de 2.275 kVA.

En el año de 1954 entra en servicio LA PLANTA HIDROELÉCTRICA RIOFRÍO 1, en el año 1969 se integran a la red los municipios de Riofrío y Trujillo, se amplía la planta el Rumor y se construye la subestación la variante.

En el año 1982 se construye la subestación EL LAGO, en 1993 se construye la subestación San Pedro.

En 1995 se construye y entra en operación la HIDROELÉCTRICA RIOFRÍO II, con una capacidad de generación de 10.6 Megavatios.

Para el año 1997 se incorporan a la operación de la compañía tecnologías de punta, como la red de telecomunicaciones y datos en fibra óptica, el sistema de gestión técnica, el sistema de gestión comercial y en el año 1998 se implanta el sistema de información SAP R/3 y se modifica la composición accionaría, quedando como socio mayoritario la Empresa de Energía del Pacífico EPSA S.A. E.S.P.

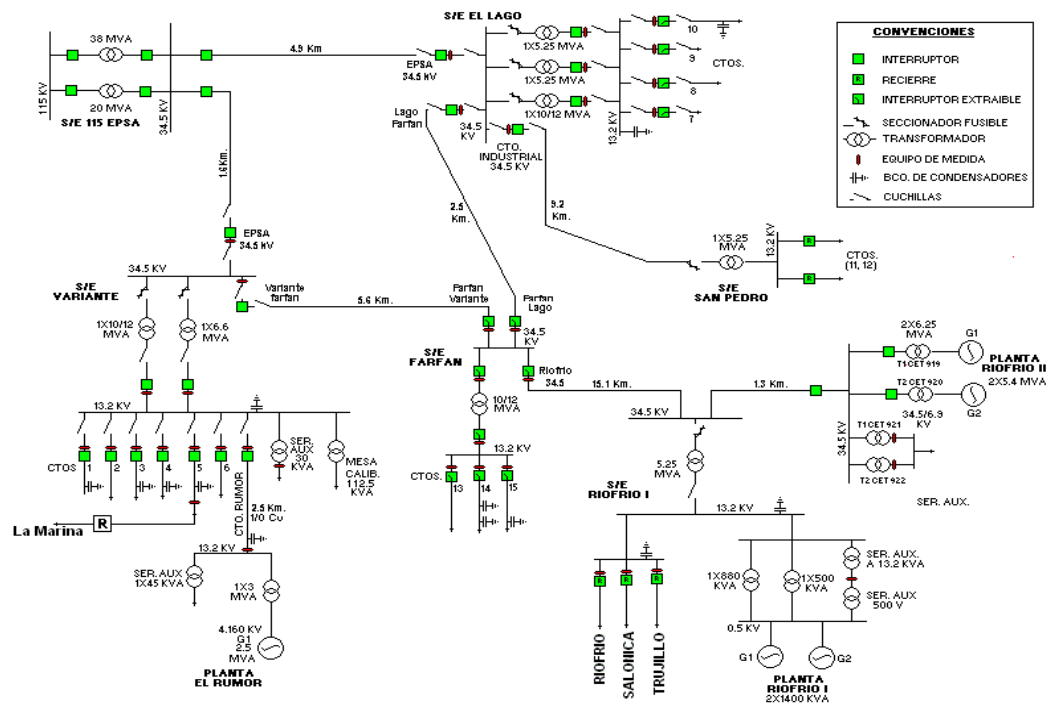
El servicio de alumbrado público también es atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá.

El sistema CETSA esta compuesto por el municipio de Tuluá en su totalidad, urbano y rural, el municipio de San Pedro y parte del sistema eléctrico de Riofrío.

Tuluá es un municipio que a nivel eléctrico cuenta con cinco subestaciones, una a 115 kV y cuatro con nivel de tensión 34.5 kV, formando un anillo de 34.5 kV alimentadas desde la subestación Tulúa a 115 kV, la subestación San Pedro es alimentada por un Circuito a 34.5 kV desde la subestación El Lago. La subestación Riofrío es propiedad de CETSA y a su vez ésta alimenta Circuitos de distribución de Epsa E.S.P. Este municipio cuenta con una capacidad nominal instalada de 64.1 MVA distribuidas de la siguiente manera: Farfán 12 MVA con una cargabilidad del 66%, El Lago 22.5 MVA con una cargabilidad del 47%, La variante 18.6 MVA con una cargabilidad de 72%, San Pedro con 5.25 MVA y una cargabilidad del 50% y Río Frío 5.25 MVA.

Los Municipios de Tulúa y San Pedro representan el 16.92% del total de Energía suministrada por EPSA, distribuyéndose a través de la subestación Farfán, El Lago, La Variante, Riofrío y San Pedro.

Figura 2. Diagrama unifilar sistema CETSA



3.3.1 Subestación La Variante

[illegible]

33

Circuito 1

Características Actuales

Cantidad de clientes:	3.540
Capacidad instalada:	6.340 kVA
Factor de potencia:	0,91
Potencia activa máxima 2006:	2.953 kW
Potencia reactiva:	1307 kVAR
Factor de carga:	0,56
Factor de pérdidas:	0,39
Perdidas de energía anuales (2006):	164.348,56 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	83.09% (Nodos: 300977 y 300978)
Energía total suministrada por año:	15.259,99 MWh/año
Máxima regulación:	1,87% (nodo 301152)

Figura 4. Curva de carga característica Circuito 1

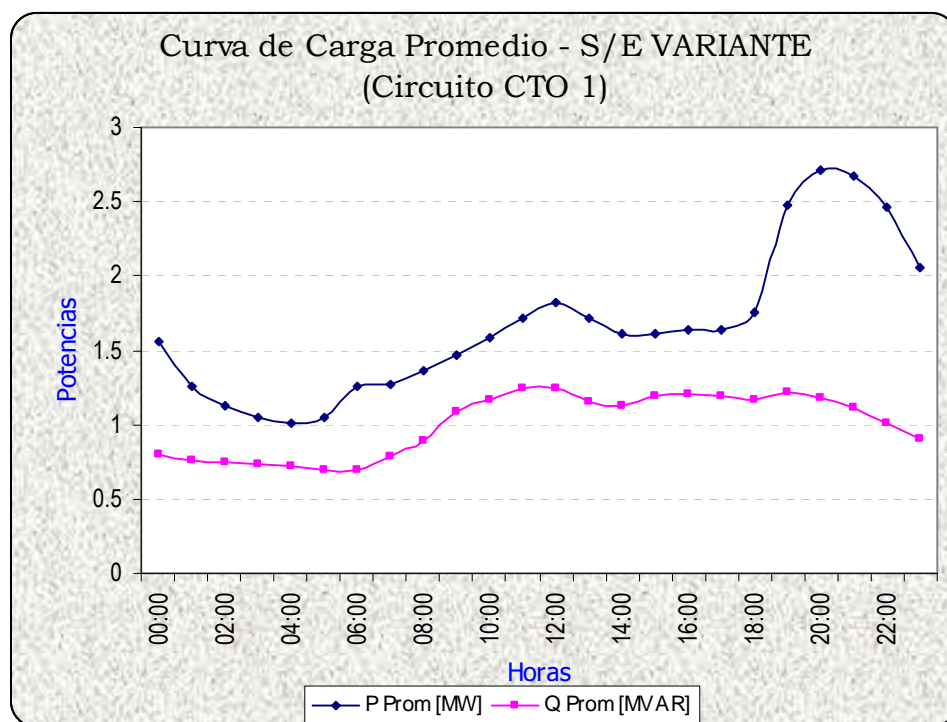
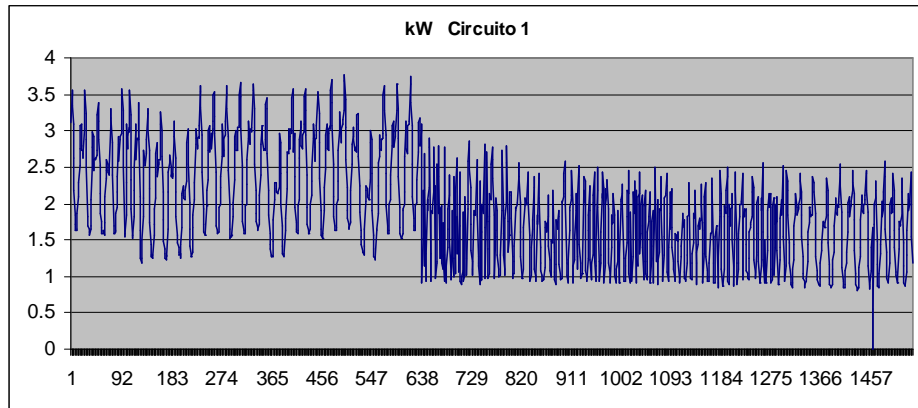


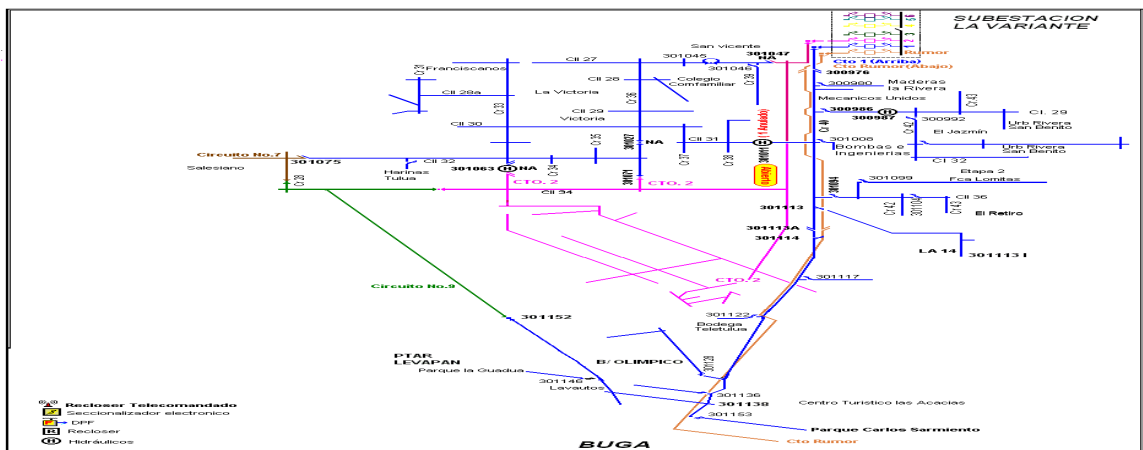
Figura 5. Demanda característica Circuito 1 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 1 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salió de servicio en una ocasión a parte se puede observa un fenómeno de reducción de la demanda de potencia consumida, esta primera parte de la gráfica no se tuvo en cuenta para la obtención de la demanda máxima para el calculo de la proyección de la demanda, lo cual se realizara en capítulos posteriores.

Diagrama unifilar Circuito 1

Figura 6. Diagrama unifilar actual Circuito 1



Circuito 2

Características Actuales

Cantidad de clientes:	1.894
Capacidad instalada:	6.797.5 kVA
Factor de potencia:	0,90
Potencia activa máxima 2006:	1.340 kW
Potencia reactiva:	655 kVAR
Factor de carga:	0,56
Factor de pérdidas:	0,39
Perdidas de energía anuales (2006):	43.309,79 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	33,36% (Nodos: 301227 y 301280)
Energía total suministrada por año:	7.414,89 MWh/año
Máxima regulación:	1,44% (nodo 301152)

Figura 7. Curva de carga característica Circuito 2

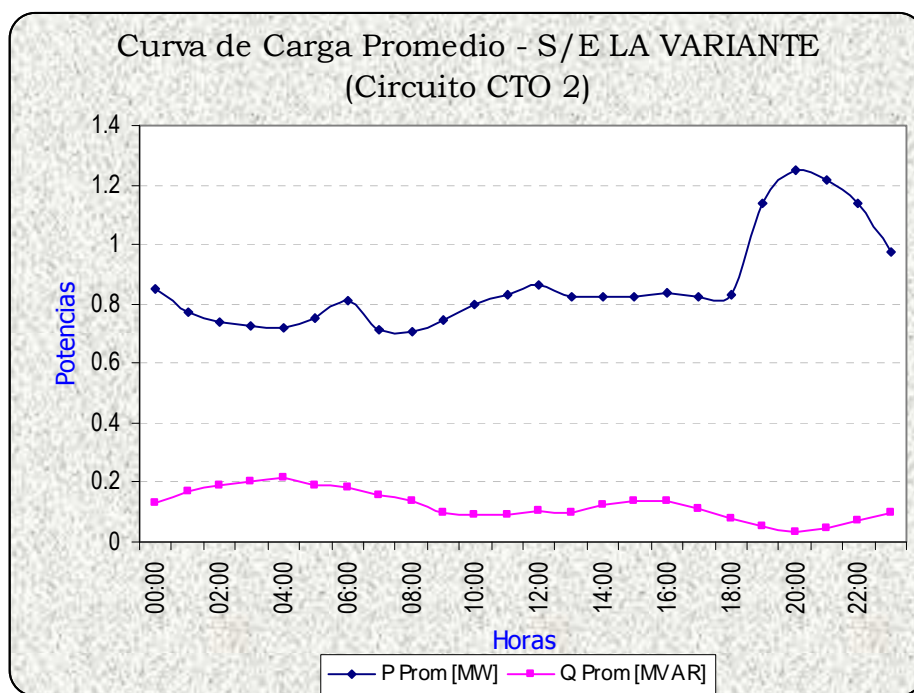
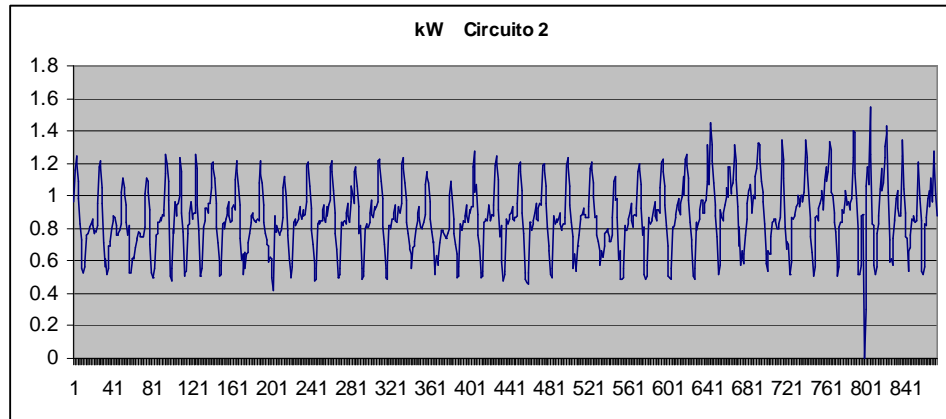


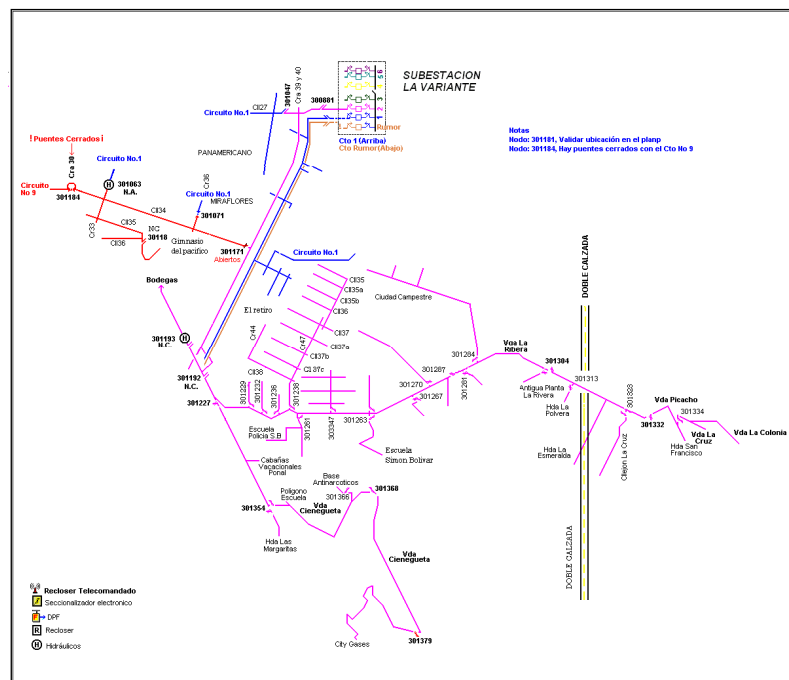
Figura 8. Demanda característica Circuito 2 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 1 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión.

Diagrama unifilar Circuito 2

Figura 9. Diagrama unifilar actual Circuito 2



Circuito 3

Características Actuales

Cantidad de clientes:	4.734
Capacidad instalada:	5.222,5 kVA
Factor de potencia:	0,92
Potencia activa máxima 2006:	3.550 kW
Potencia reactiva:	1.579 kVAR
Factor de carga:	0,54
Factor de pérdidas:	0,4
Perdidas de energía anuales (2006):	281.915,10 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	70,84% (Nodos: 301402 y 301402A)
Energía total suministrada por año:	17.201,00 MWh/año
Máxima regulación:	4,42% (nodo 301619)

Figura 10. Curva de carga característica Circuito 3

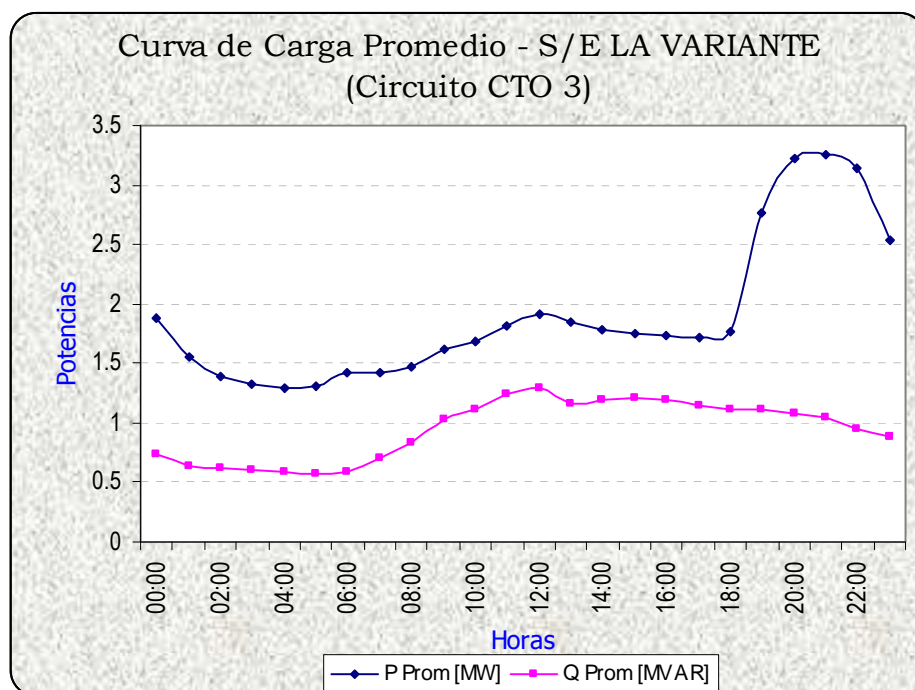
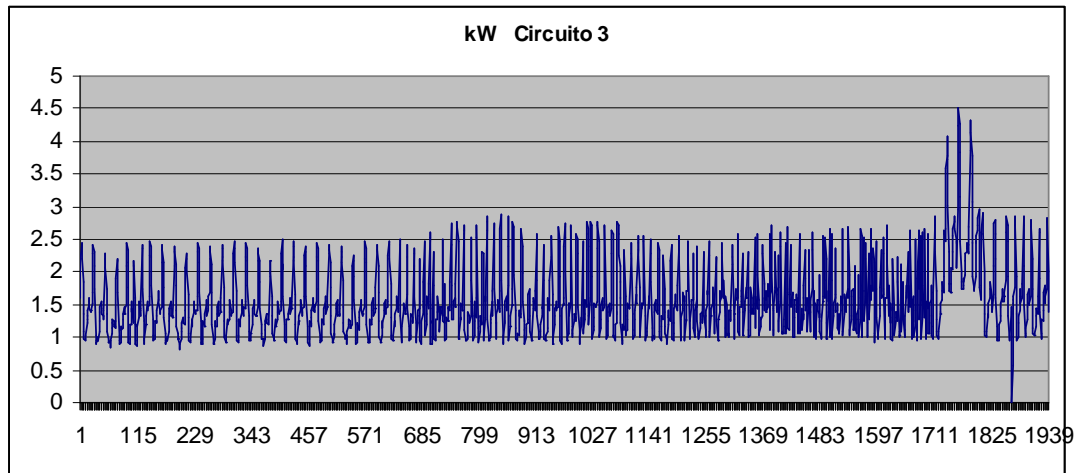


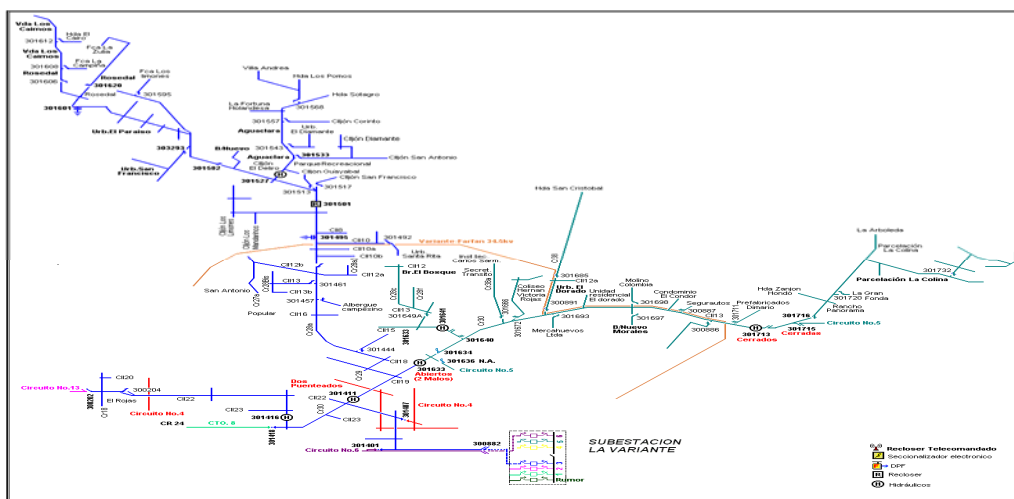
Figura 11. Demanda característica Circuito 3 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 3 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en una ocasión a parte se observa un incremento intempestivo en el consumo de energía, lo cual se puede explicar en que durante este tiempo el circuito brindo respaldo a otro, esta parte final de la gráfica no se tuvo en cuenta para la obtención de la demanda máxima para el calculo de la proyección de la demanda, lo cual se realizara en capítulos posteriores.

Diagrama unifilar Circuito 3

Figura 12. Diagrama unifilar actual Circuito



Circuito 4

Características Actuales

Cantidad de clientes:	2.955
Capacidad instalada:	3.042,5 kVA
Factor de potencia:	0,96
Potencia activa máxima 2006:	2.749 kW
Potencia reactiva:	770 kVAR
Factor de carga:	0,53
Factor de pérdidas:	0,35
Perdidas de energía anuales (2006):	61.149,71 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	46,77% (Nodos: 301754F y 301754B)
Energía total suministrada por año:	10.839,11 MWh/año
Máxima regulación:	1,60% (nodo 300031)

Figura 13. Curva de carga característica Circuito 4

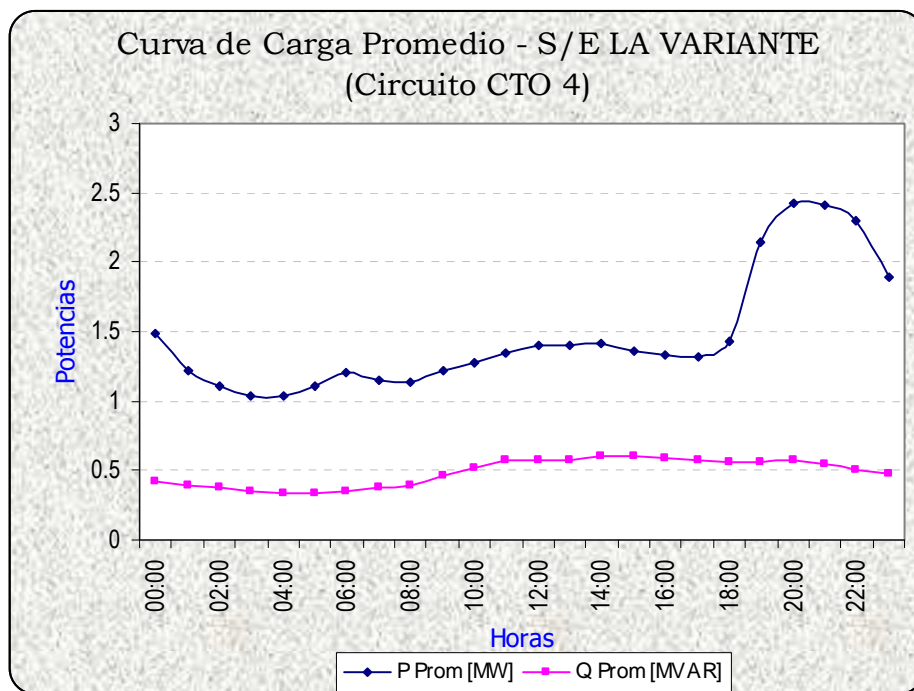
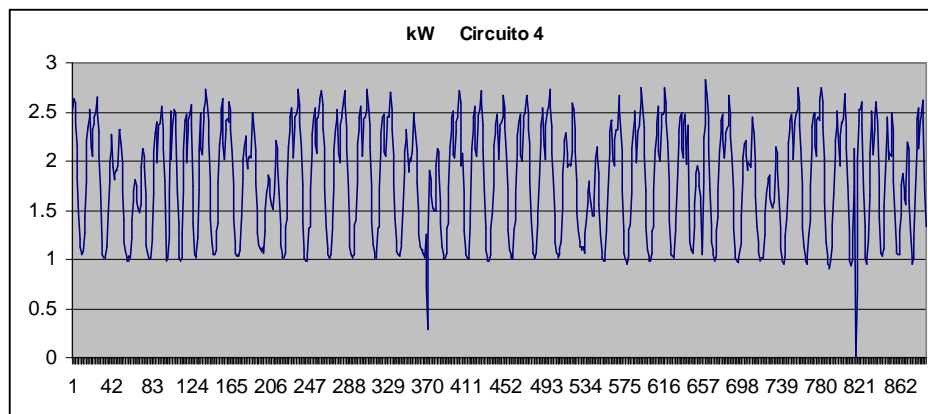


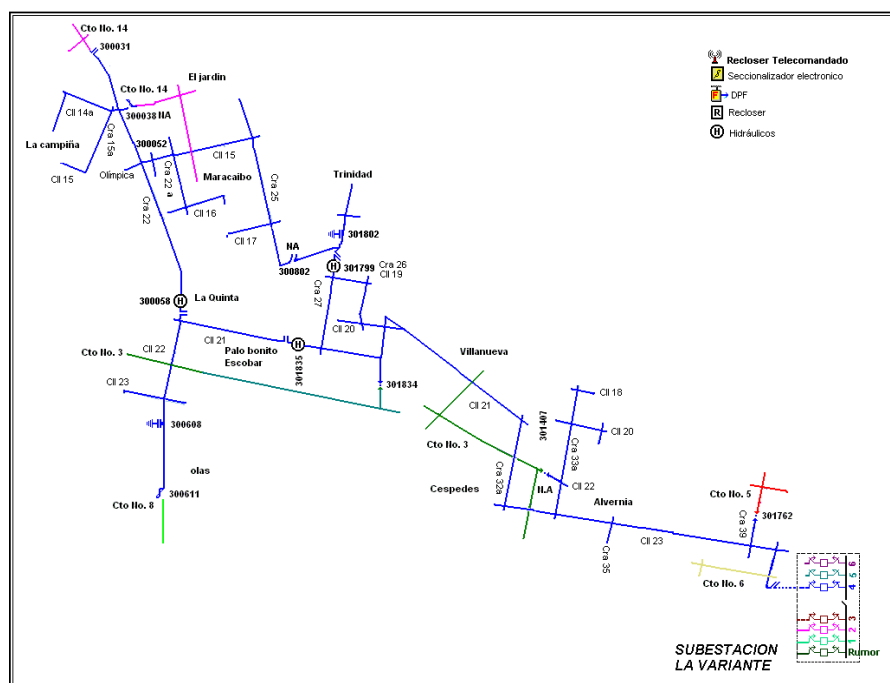
Figura 14. Demanda característica Circuito 4 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 4 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión.

Diagrama unifilar Circuito 4

Figura 15. Diagrama unifilar actual Circuito 4



Circuito 5

Características Actuales

Cantidad de clientes:	2.682
Capacidad instalada:	8.643 kVA
Factor de potencia:	0,98
Potencia activa máxima 2006:	1.795 kW
Potencia reactiva:	328 kVAR
Factor de carga:	0,57
Factor de pérdidas:	0,41
Perdidas de energía anuales (2006):	33.125,80 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	34,40% (Nodos: 300883 y 301851)
Energía total suministrada por año:	8.470,59 MWh/año
Máxima regulación:	1,17% (nodo 301751)

Figura 16. Curva de carga característica Circuito 5

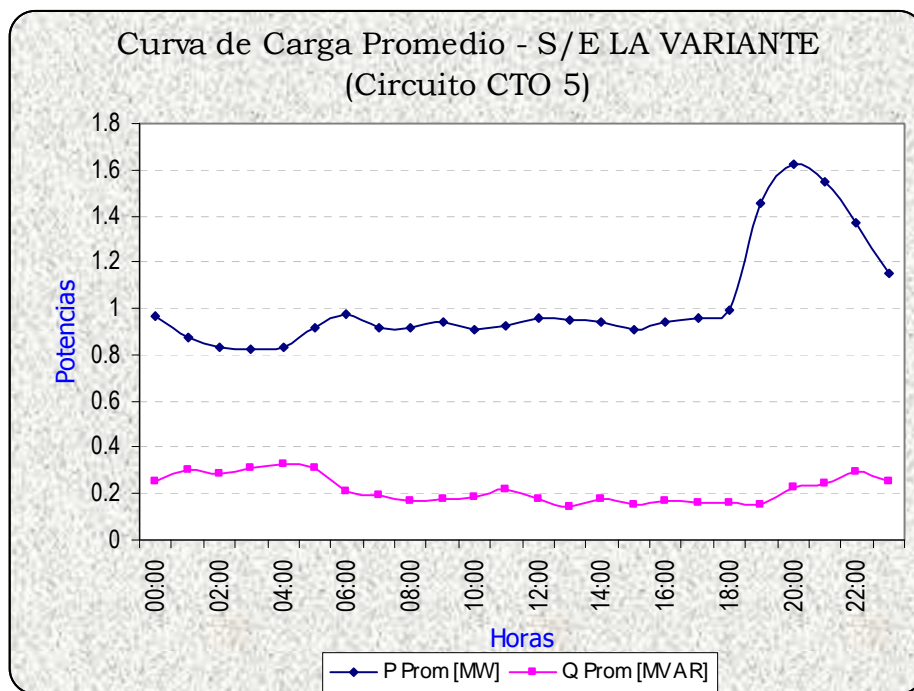
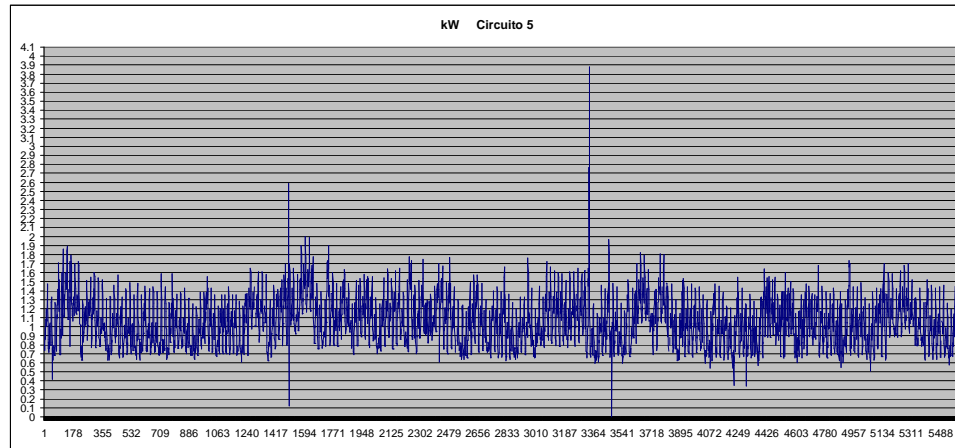


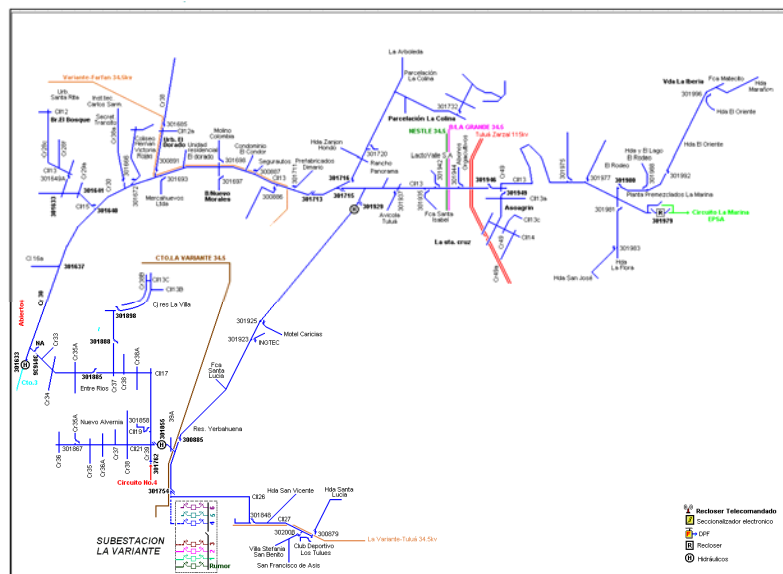
Figura 17. Demanda característica Circuito 5 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 5 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión y también brindo apoyo en varias oportunidades.

Diagrama unifilar Circuito 5

Figura 18. Diagrama unifilar actual Circuito 5



Circuito 6

Características Actuales

Cantidad de clientes:	405
Capacidad instalada:	1.910 kVA
Factor de potencia:	0,89
Potencia activa máxima 2006:	669 kW
Potencia reactiva:	345 kVAR
Factor de carga:	0,62
Factor de pérdidas:	0,46
Perdidas de energía anuales (2006):	5.676,72 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	27,44% (Nodos: 301396 y 302016)
Energía total suministrada por año:	3.515,61 MWh/año
Máxima regulación:	0,32% (nodo 302034)

Figura 19. Curva de carga característica Circuito 6

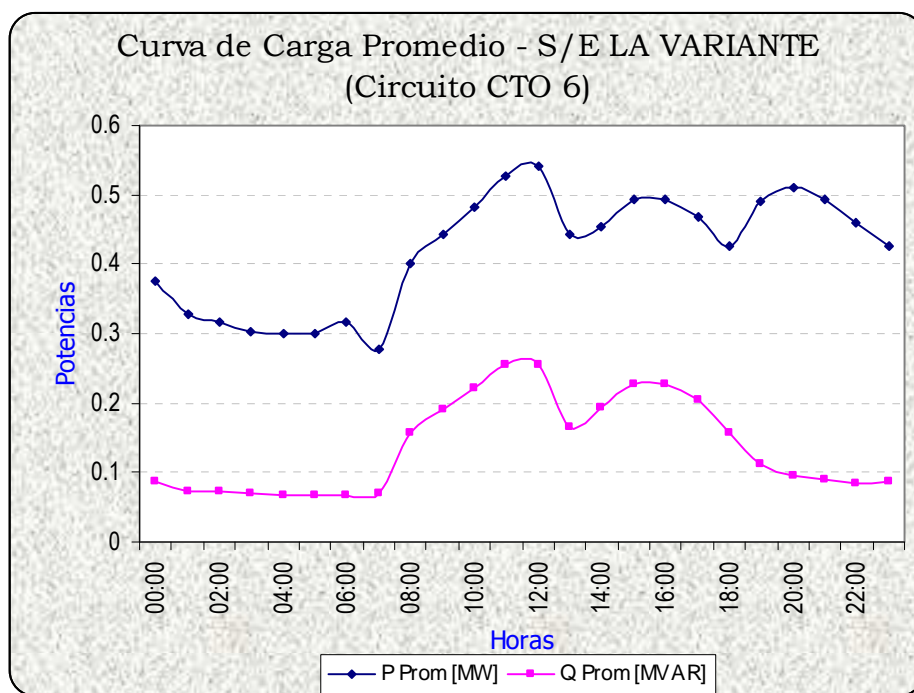
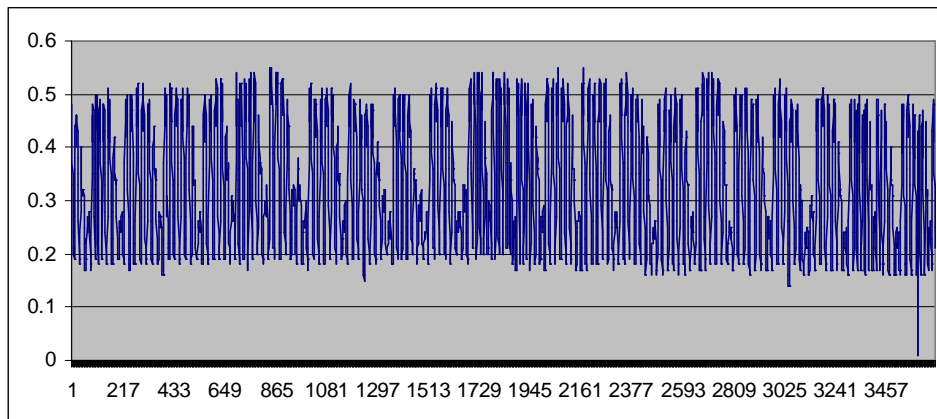


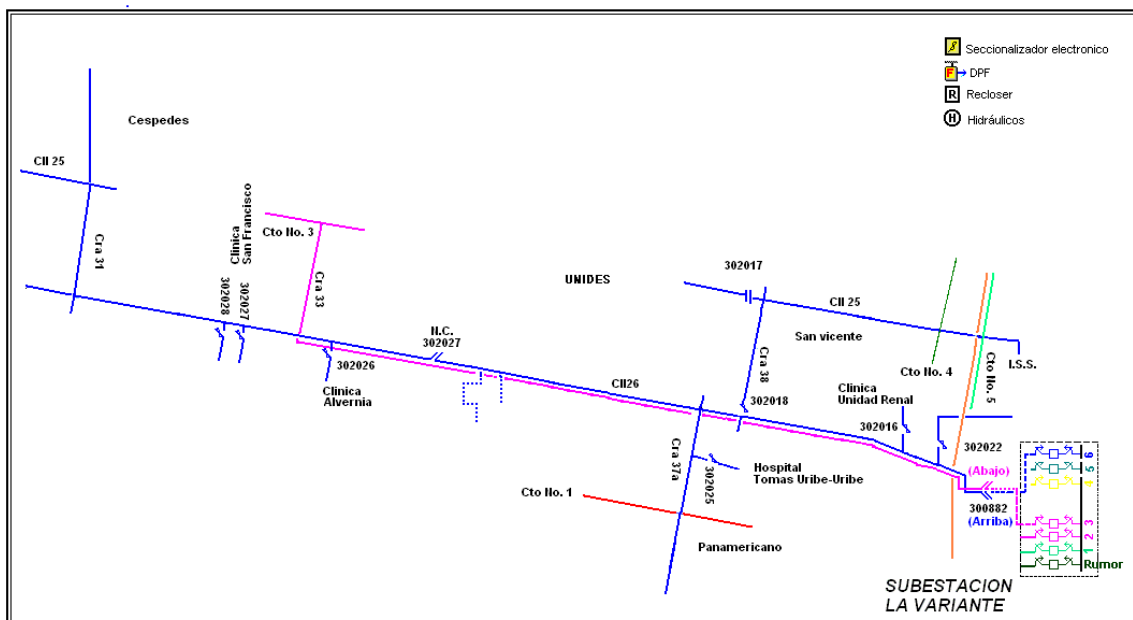
Figura 20. Demanda característica Circuito 6 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 6 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que es un circuito con baja demanda debido al tipo de mercado que atiende.

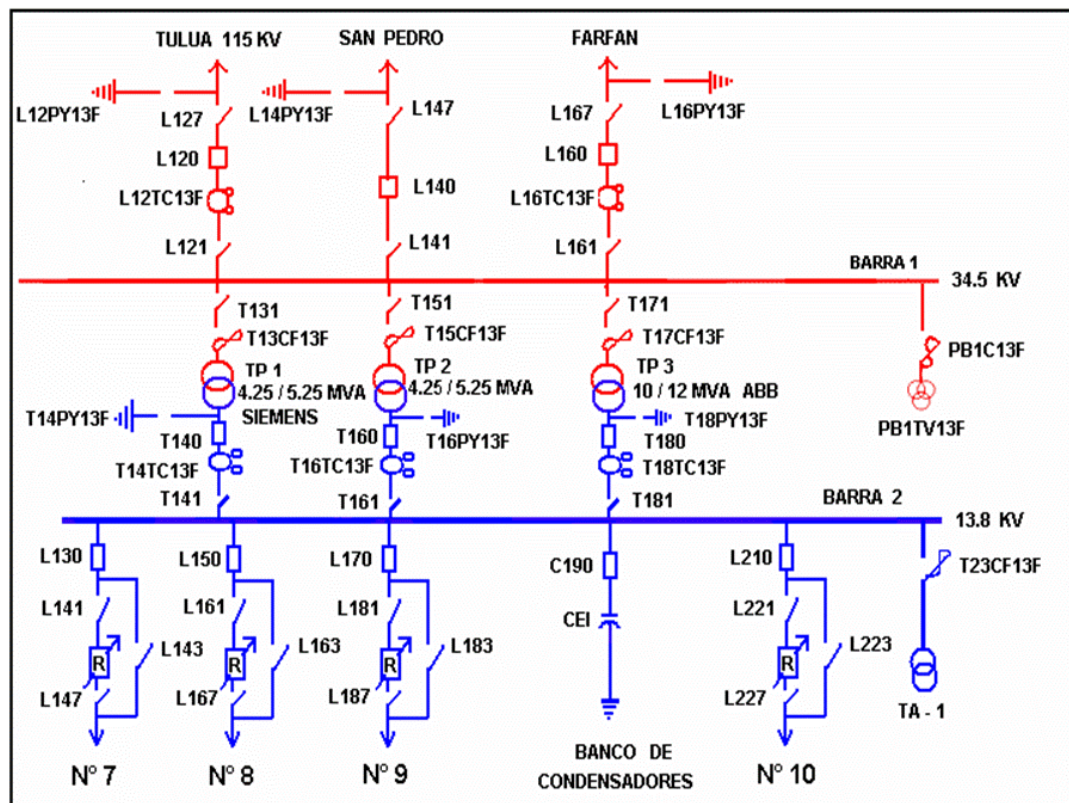
Diagrama unifilar Circuito 6

Figura 21. Diagrama unifilar actual Circuito 6



3.3.2 Subestación El Lago

Figura 22. Configuración subestación Lago



Esta subestación cuenta con 3 transformadores: 2 de 5.25 MVA y 1 de 12 MVA, es la subestación con mayor capacidad instalada 22,5 MVA. A nivel de 34,5 hay tres Circuitos uno proveniente de la subestación Tuluá 115 kV, otro que alimenta a la subestación San Pedro y por último una salida a la subestación Farfán para formar un anillo. A nivel de 13,2 kV esta subestación atiende a 4 Circuitos que corresponden a los números 7, 8, 9 y 10. La subestación el Lago es construida en configuración convencional.

Circuito 7

Características Actuales

Cantidad de clientes:	5.122
Capacidad instalada:	10.012,5 kVA
Factor de potencia:	0,91
Potencia activa máxima 2006:	2.465 kW
Potencia reactiva:	1.030 kVAR
Factor de carga:	0,5
Factor de pérdidas:	0,32
Perdidas de energía anuales (2006):	108.108,33 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	52,87% (Nodos: 300547D y 300547E)
Energía total suministrada por año:	12.772,75 MWh/año
Máxima regulación:	1,73% (nodo 302496)

Figura 23. Curva de carga característica Circuito 7

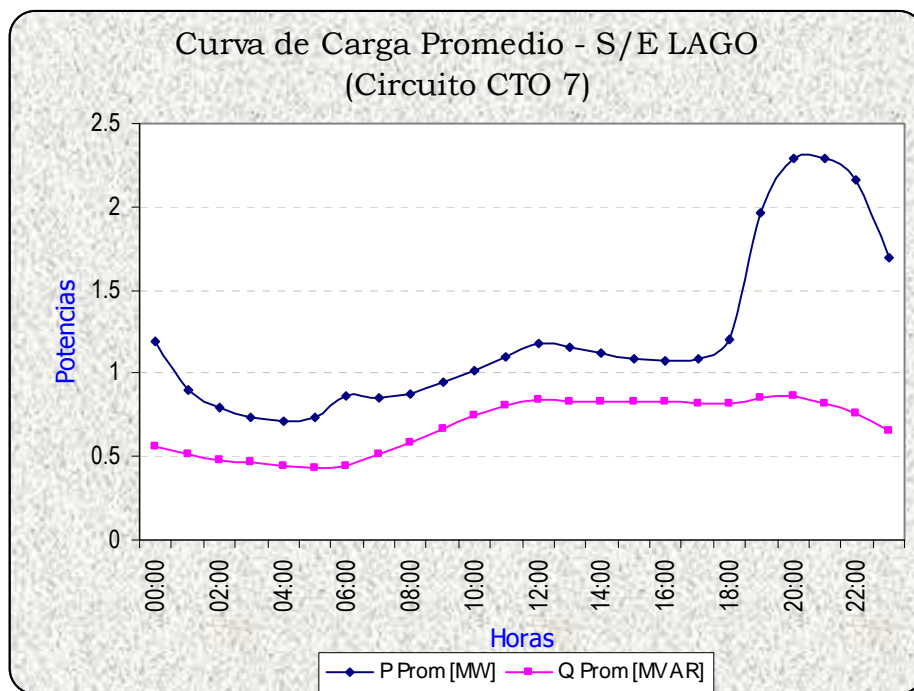
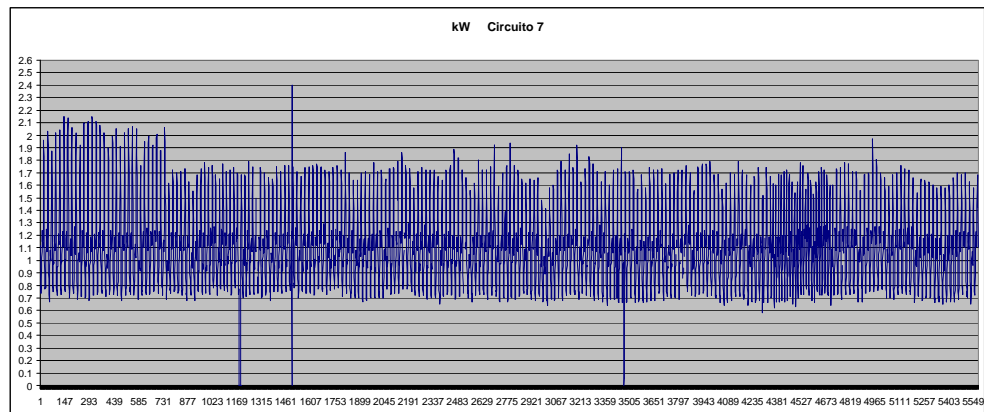


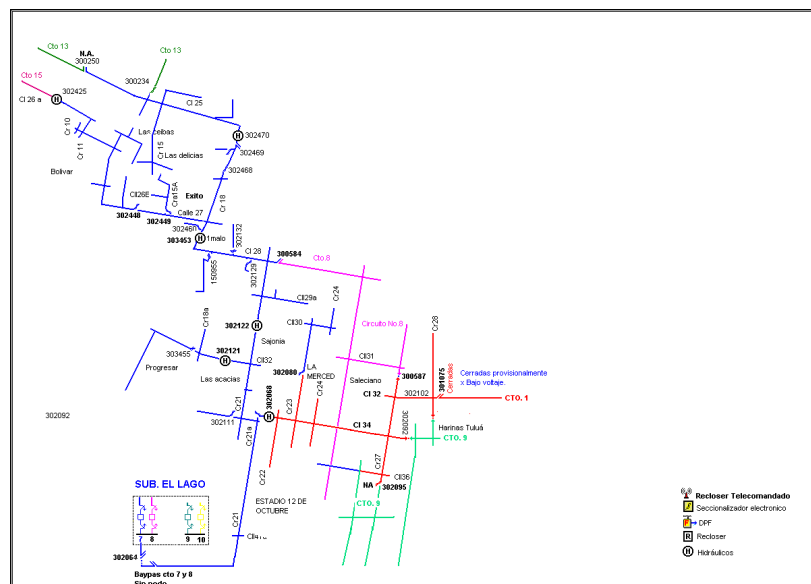
Figura 24. Demanda característica Circuito 7 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 7 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en varias ocasiones por mas de una hora.

Diagrama unifilar Circuito 7

Figura 25. Diagrama unifilar actual Circuito 7



Circuito 8

Características Actuales

Cantidad de clientes:	2.693
Capacidad instalada:	8.112,5 kVA
Factor de potencia:	0,91
Potencia activa máxima 2006:	3.080 kW
Potencia reactiva:	1.059 kVAR
Factor de carga:	0,62
Factor de pérdidas:	0,45
Perdidas de energía anuales (2006):	96.890,04 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	53,35% (Nodos: 300547A y 300547B)
Energía total suministrada por año:	11.331,55 MWh/año
Máxima regulación:	2,24% (nodo 300609)

Figura 26. Curva de carga característica Circuito 8

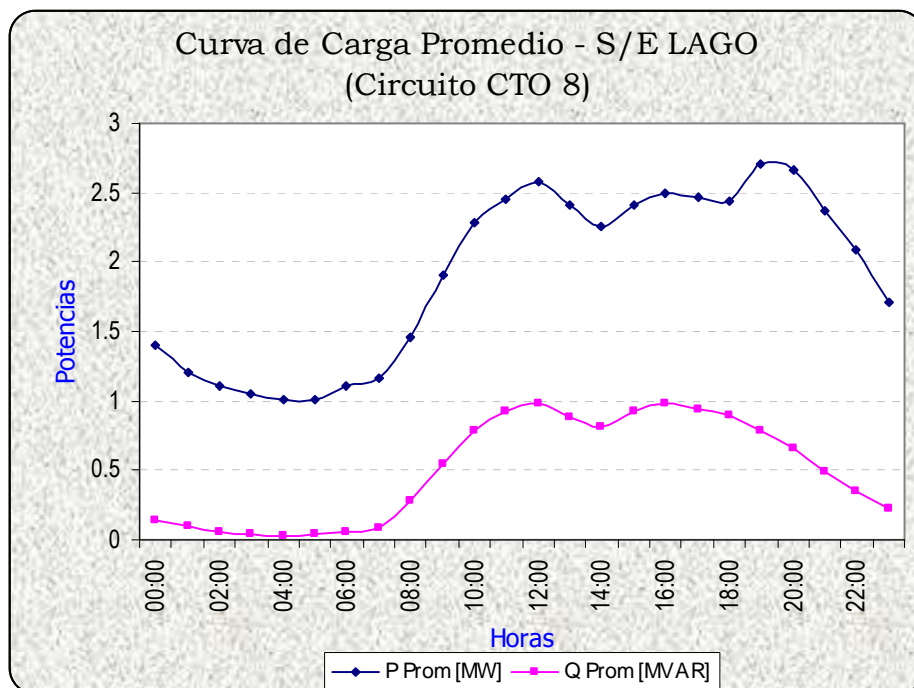
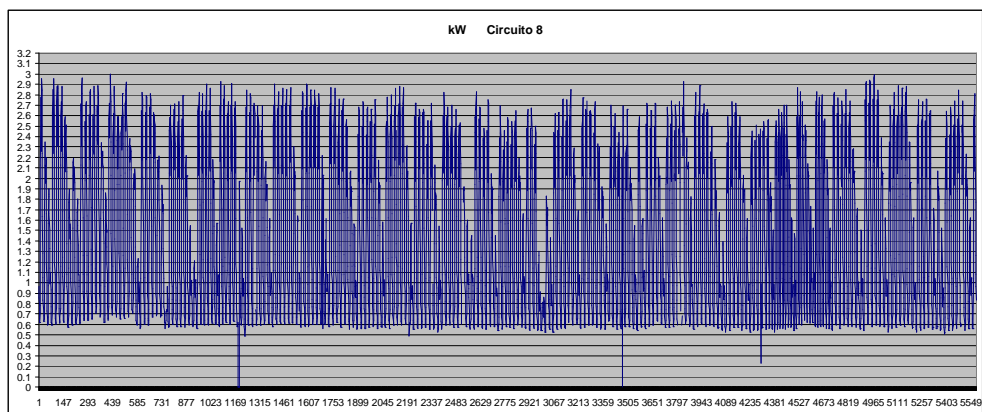


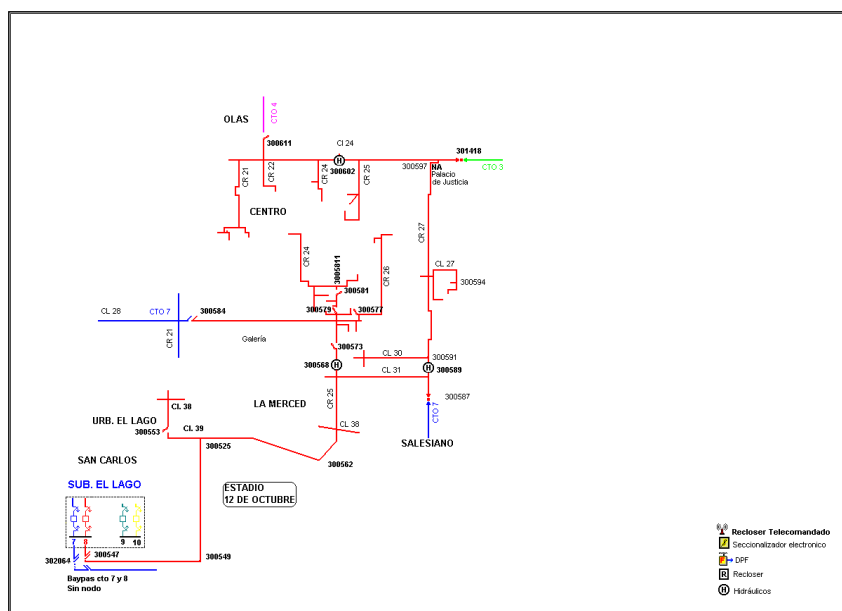
Figura 27. Demanda característica Circuito 8 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 8 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salió de servicio en mas de una ocasión, su curva de carga es característica de un circuito que atiende un mercado en su mayoría comercial (centro de la ciudad).

Diagrama unifilar Circuito 8

Figura 28. Diagrama unifilar actual Circuito 8



Circuito 9

Características Actuales

Cantidad de clientes:	2.991
Capacidad instalada:	3.920 kVA
Factor de potencia:	0,96
Potencia activa máxima 2006:	2.050 kW
Potencia reactiva:	588 kVAR
Factor de carga:	0,52
Factor de pérdidas:	0,34
Perdidas de energía anuales (2006):	19.830,69 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	34,94% (Nodos: 302509 y 303486)
Energía total suministrada por año:	9.776,09 MWh/año
Máxima regulación:	0,49% (nodo 302273)

Figura 29. Curva de carga característica Circuito 9

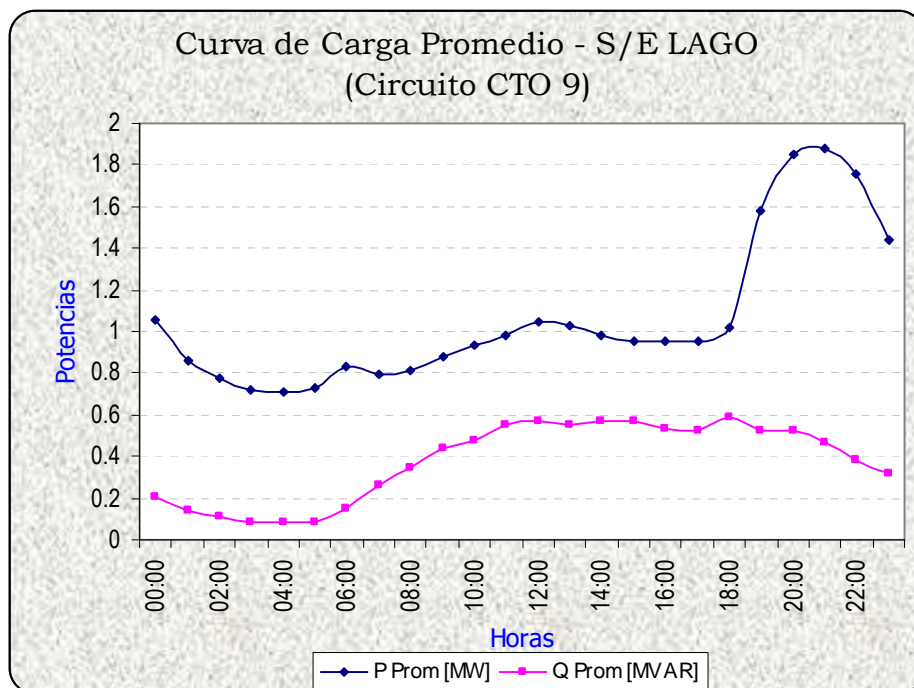
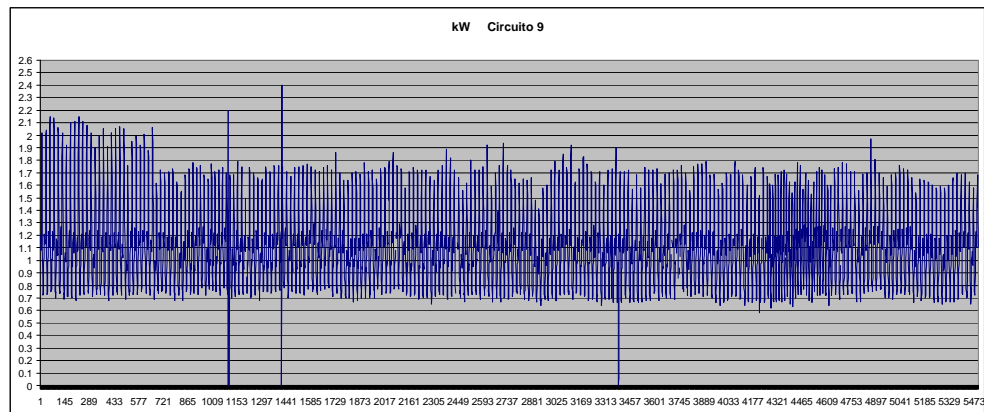


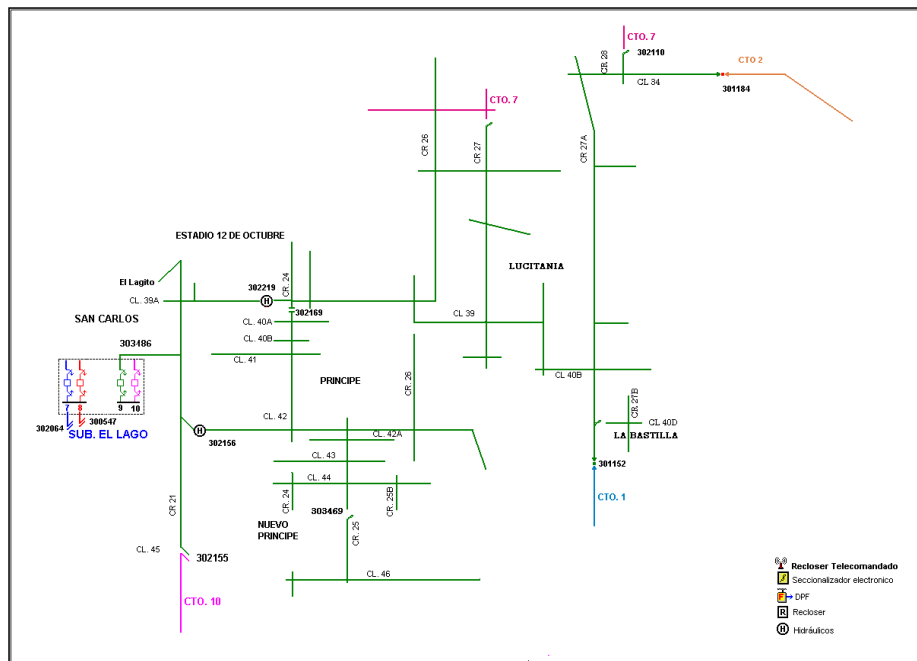
Figura 30. Demanda característica Circuito 9 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 9 hora a hora con los datos analizados reales durante un año.

Diagrama unifilar Circuito 9

Figura 31. Diagrama unifilar Circuito 9



Circuito 10

Características Actuales

Cantidad de clientes:	983
Capacidad instalada:	5.362 kVA
Factor de potencia:	0,99
Potencia activa máxima 2006:	1.877 kW
Potencia reactiva:	509 kVAR
Factor de carga:	0,58
Factor de pérdidas:	0,41
Perdidas de energía anuales (2006):	54.642,20 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	31,86% (Nodos: 302509A y 302509B)
Energía total suministrada por año:	9.710,29 MWh/año
Máxima regulación:	1,86% (nodo 303431)

Figura 32. Curva de carga característica Circuito 10

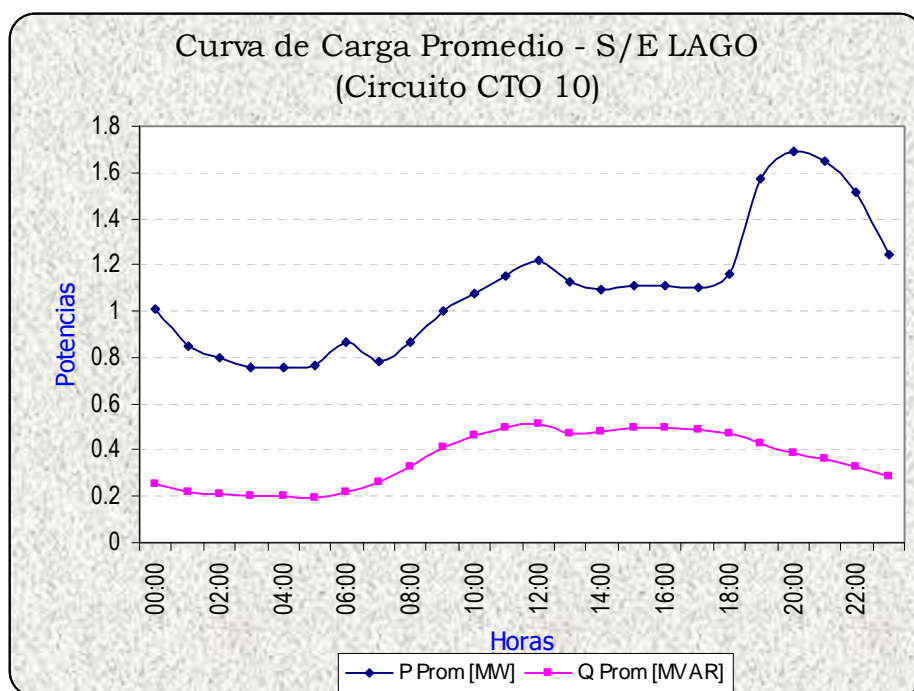
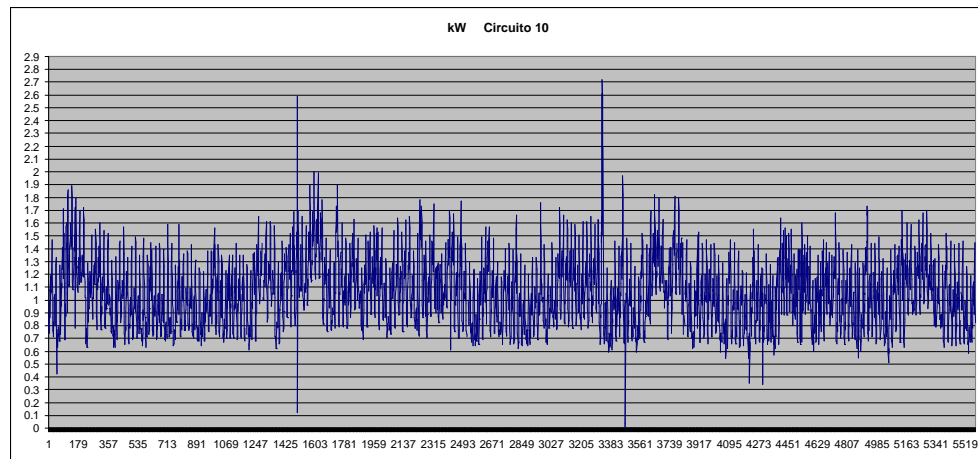


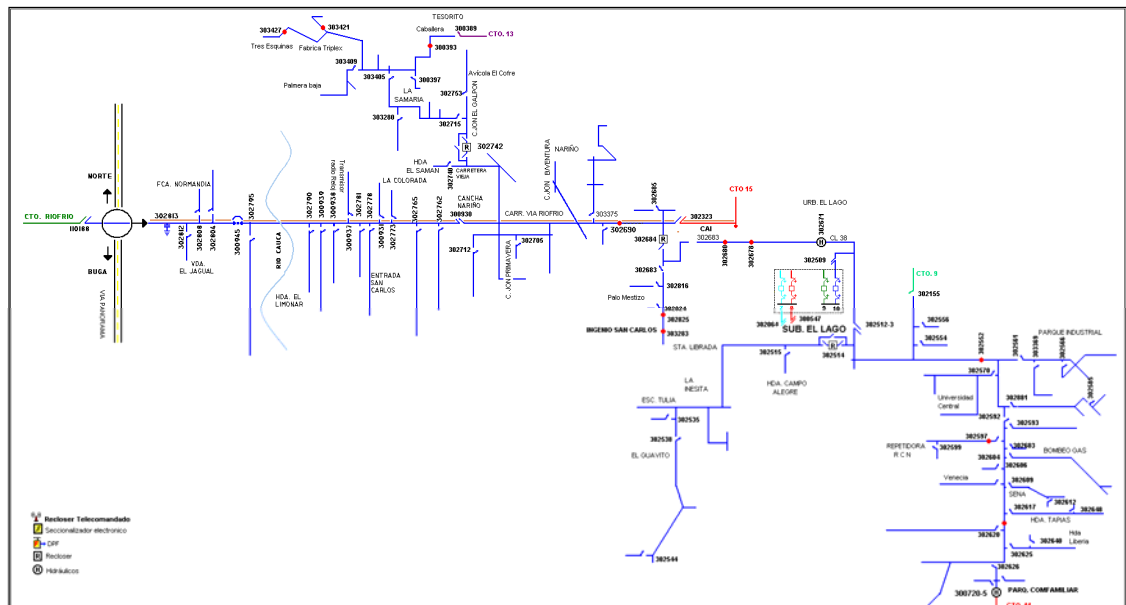
Figura 33. Demanda característica Circuito 10 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 4 hora a hora con los datos analizados reales durante un año.

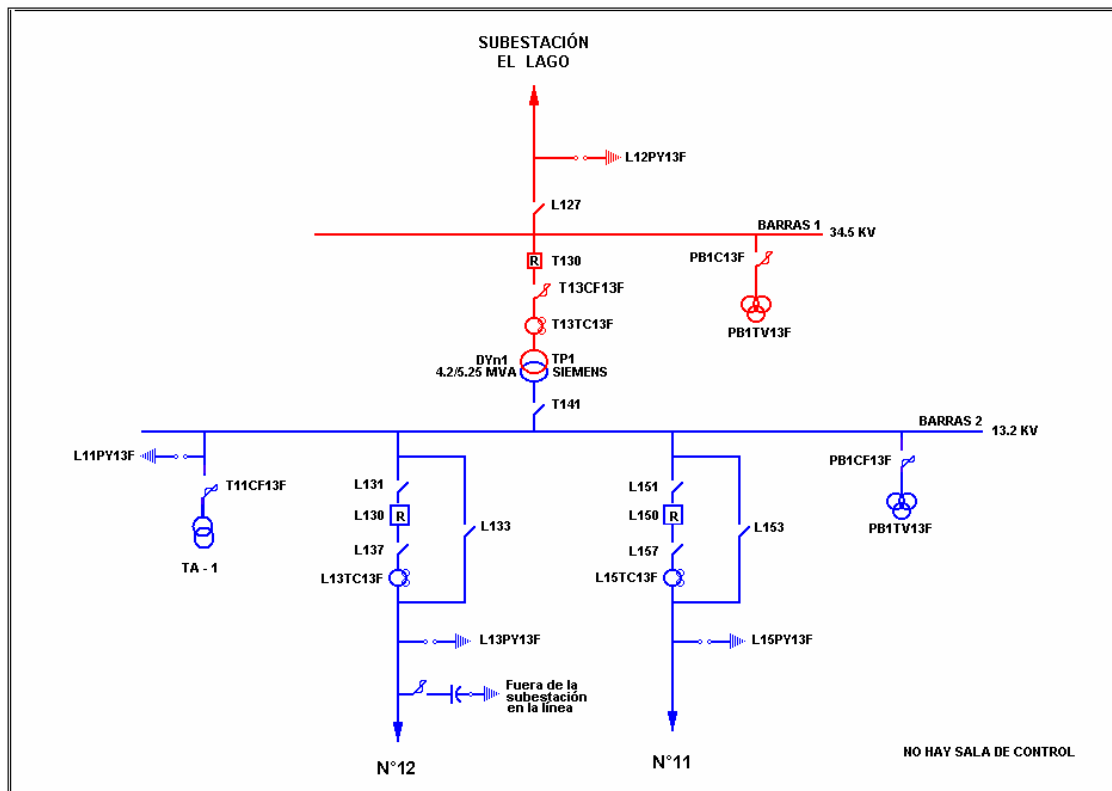
Diagrama unifilar Circuito 10

Figura 34. Diagrama unifilar Circuito 10



3.3.3 Subestación San Pedro

Figura 35. Configuración subestación San Pedro



La subestación San Pedro cuenta con un transformador de 5,25 MVA, ésta subestación abastece con el servicio de energía al municipio que lleva ese mismo nombre. La subestación se alimenta desde un Circuito a 34,5 kV desde la subestación El Lago; a nivel de 13,2 kV alimenta dos salidas de media tensión que corresponden a los nombres de Circuito 11 y 12.

Circuito 11

Características Actuales

Cantidad de clientes:	485
Capacidad instalada:	3.817 kVA
Factor de potencia:	0,95
Potencia activa máxima 2006:	1.610 kW
Potencia reactiva:	518 kVAR
Factor de carga:	0,38
Factor de pérdidas:	0,22
Perdidas de energía anuales (2006):	75.532,41 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	29,73% (Nodos: 300615 y 300617)
Energía total suministrada por año:	5.358,64 MWh/año
Máxima regulación:	5,09% (nodo 300862)

Figura 36. Curva de carga característica Circuito 11

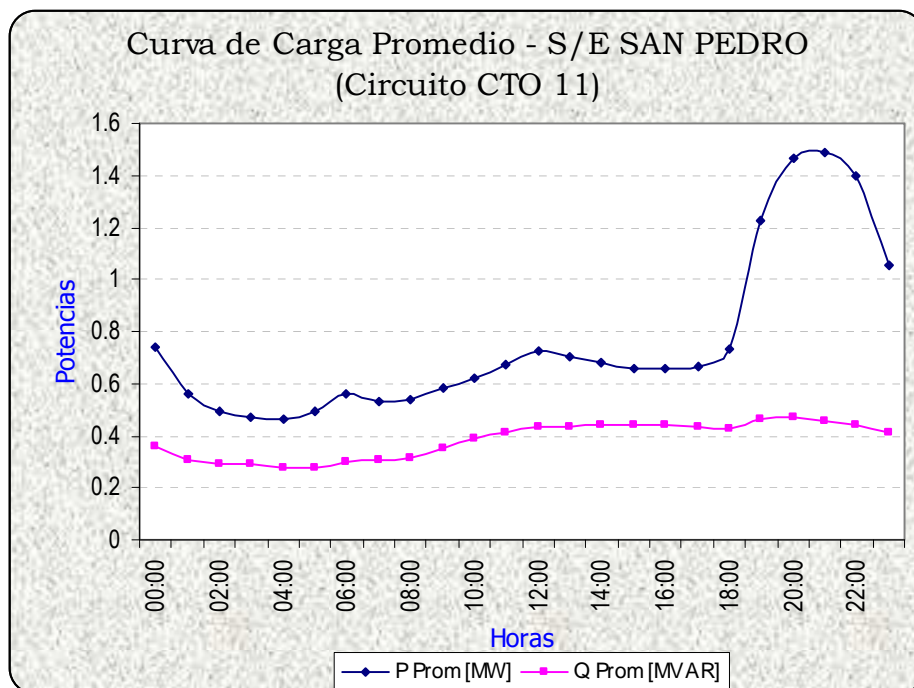
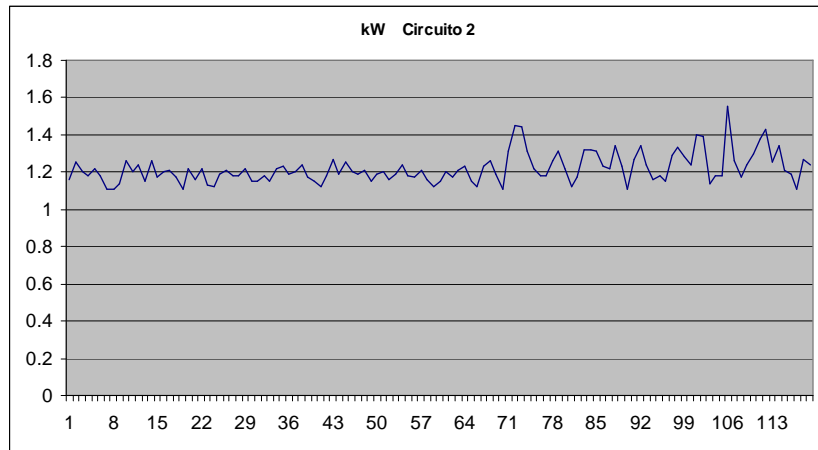


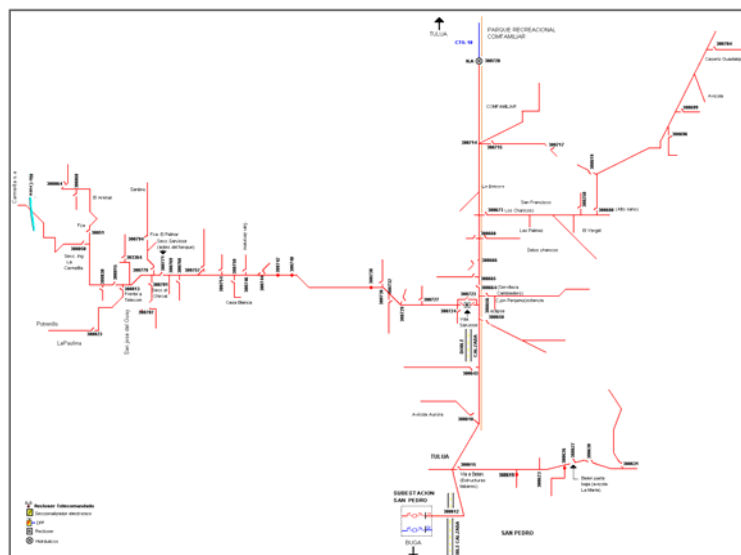
Figura 37. Demanda característica Circuito 11 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 4 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que esta curva presenta menos datos que las mostradas anteriormente debido a problemas en los medidores de SCADA (software de operación).

Diagrama unifilar Circuito 11

Figura 38. Diagrama unifilar actual Circuito 11



Circuito 12

Características Actuales

Cantidad de clientes:	1.980
Capacidad instalada:	8.684 kVA
Factor de potencia:	0,96
Potencia activa máxima 2006:	1.979 kW
Potencia reactiva:	595 kVAR
Factor de carga:	0,26
Factor de pérdidas:	0,13
Perdidas de energía anuales (2006):	16.614,48 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	32,88% (Nodos: 302876 y 302880)
Energía total suministrada por año:	4.506,96 MWh/año
Máxima regulación:	1,48% (nodo 303127)

Figura 39. Curva de carga característica Circuito 12

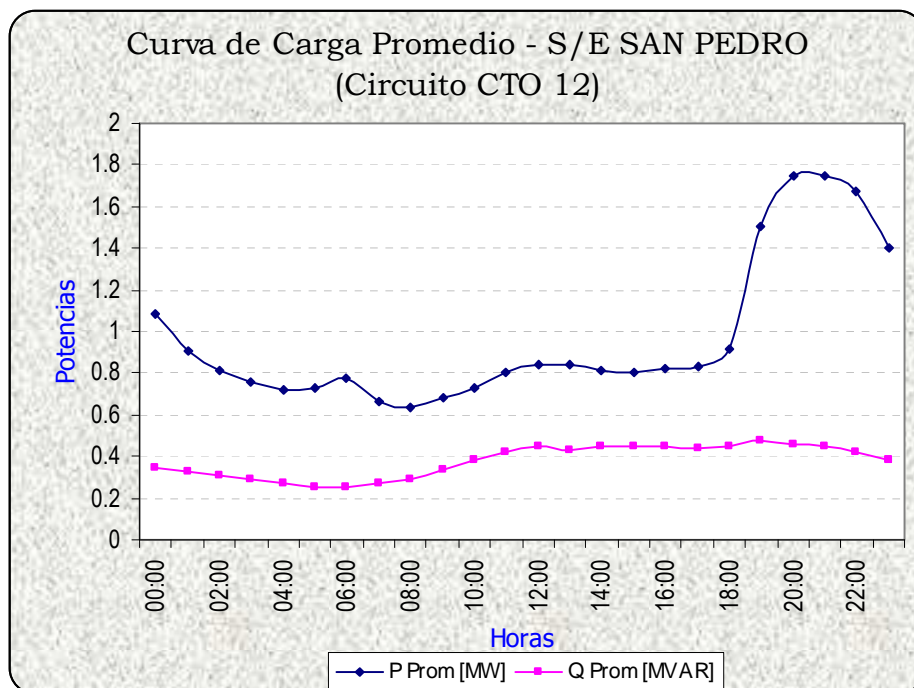
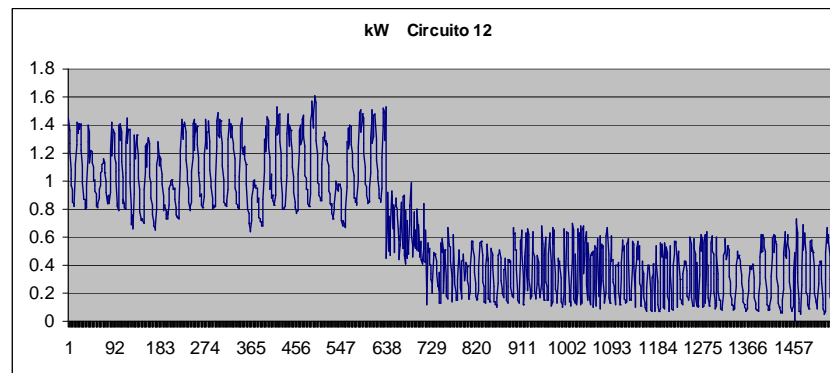


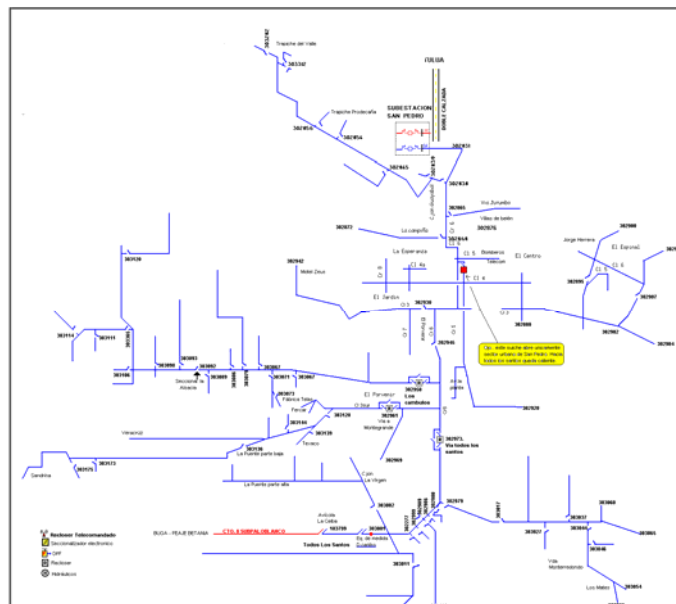
Figura 40. Demanda característica Circuito 12 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 12 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este se mantuvo transferido a otro por algún motivo por lo que se puede observar en la segunda parte de la gráfica donde la demanda es mucho mas baja.

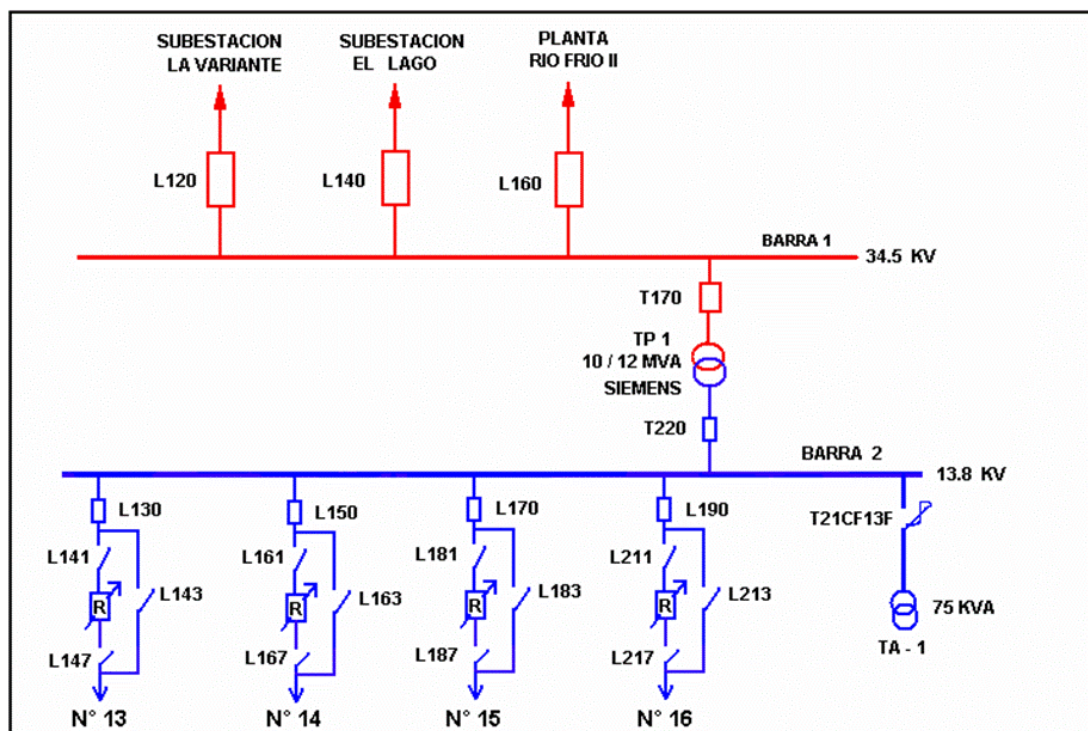
Diagrama unifilar Circuito 12

Figura 41. Diagrama unifilar actual Circuito 12



3.3.4 Subestación Farfán

Figura 42. Configuración subestación Farfán



La subestación Farfán solo cuenta con un transformador de 12 MVA, es una subestación encapsulada alimenta 3 salidas de media tensión que corresponden a los Circuitos 13, 14 y 15. A nivel de 34,5 kV la subestación tiene tres Circuitos uno que va a la subestación La Variante, otro a la subestación El Lago y por último uno a la planta Riofrío II.

Circuito 13

Características Actuales

Cantidad de clientes:	5.795
Capacidad instalada:	7.767,5 kVA
Factor de potencia:	0,92
Potencia activa máxima 2006:	2.582 kW
Potencia reactiva:	1.100 kVAR
Factor de carga:	0,56
Factor de pérdidas:	0,38
Perdidas de energía anuales (2006):	190.783,97 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	56,64% (Nodos: 300245A y 300247)
Energía total suministrada por año:	12.497,67 MWh/año
Máxima regulación:	4,03% (nodo 300505)

Figura 43. Curva de carga característica Circuito 13

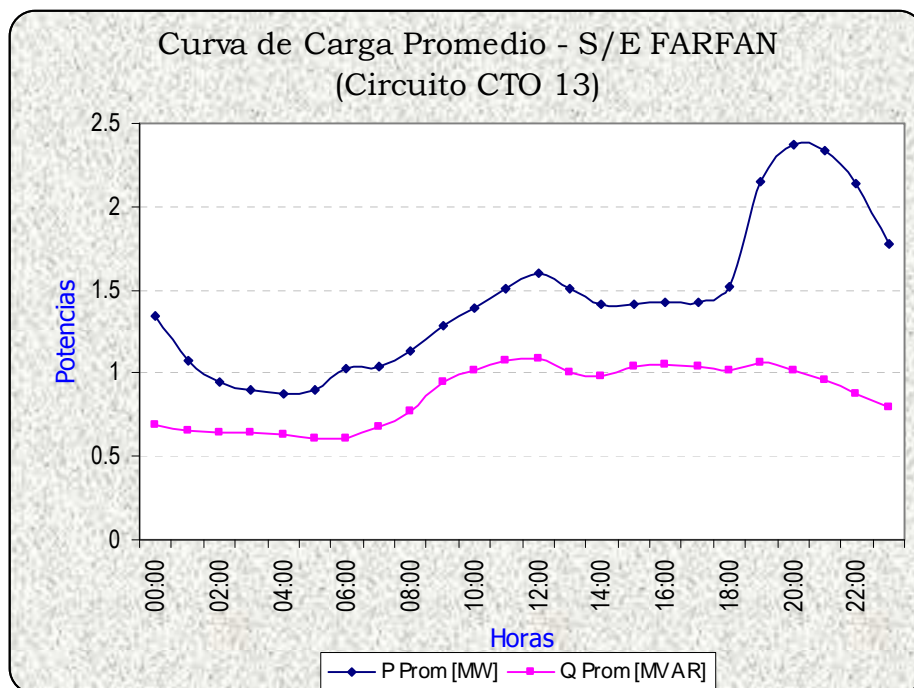
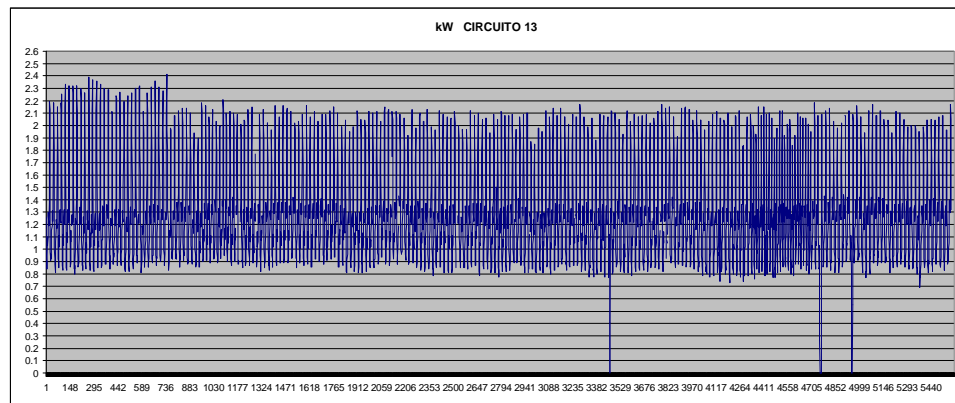


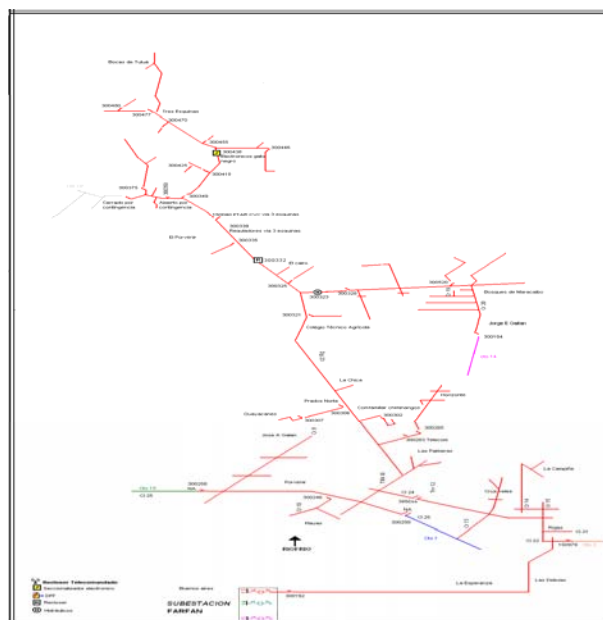
Figura 44. Demanda característica Circuito 13 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 13 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión.

Diagrama unifilar Circuito 13

Figura 45. Diagrama unifilar actual Circuito 13



Circuito 14

Características Actuales

Cantidad de clientes:	5.042
Capacidad instalada:	4.922,5 kVA
Factor de potencia:	0,99
Potencia activa máxima 2006:	3.271 kW
Potencia reactiva:	398 kVAR
Factor de carga:	0,53
Factor de pérdidas:	0,36
Perdidas de energía anuales (2006):	133.411,24 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	79,78% (Nodos: 300010B y 300011)
Energía total suministrada por año:	15.794,72 MWh/año
Máxima regulación:	1,66% (nodo 300106)

Figura 46. Curva de carga característica Circuito 14

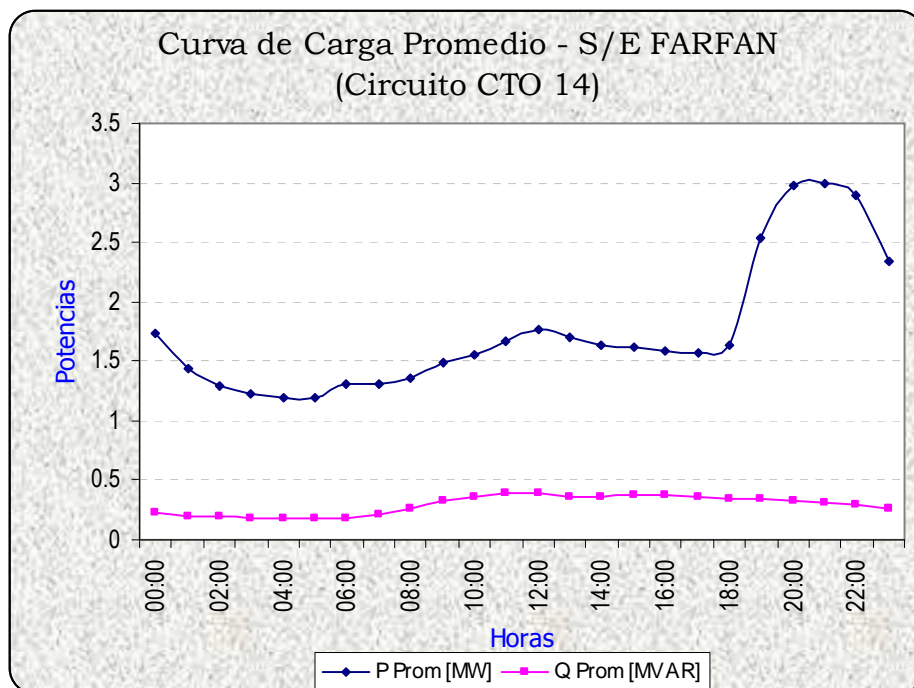
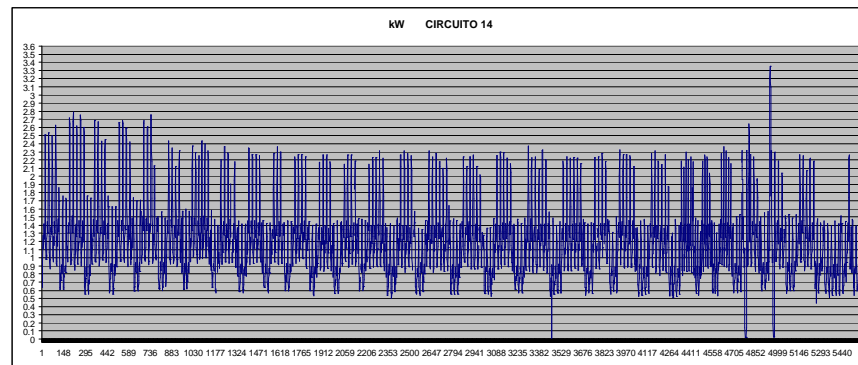


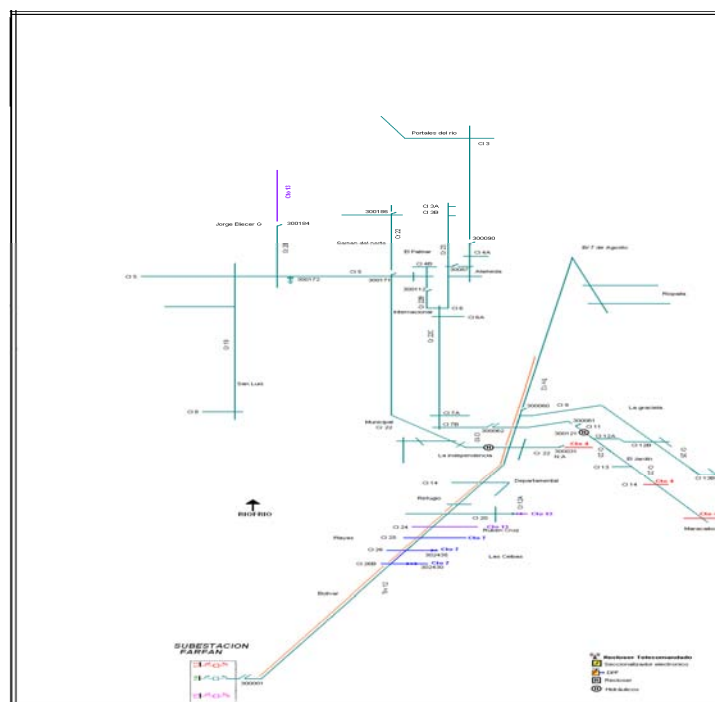
Figura 47. Demanda característica Circuito 14 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 14 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión.

Diagrama unifilar Circuito 14

Figura 48. Diagrama unifilar actual Circuito 14



Circuito 15

Características Actuales

Cantidad de clientes:	3.803
Capacidad instalada:	3.435 kVA
Factor de potencia:	0,93
Potencia activa máxima 2006:	2.397 kW
Potencia reactiva:	935 kVAR
Factor de carga:	0,52
Factor de pérdidas:	0,34
Perdidas de energía anuales (2006):	68.400,34 kWh/año
Máximo porcentaje de Carga (sector conductor):	44,15% (Nodos: 302324 y 302325)
Energía total suministrada por año:	11.527,41 MWh/año
Máxima regulación:	1,19% (nodo 302367)

Figura 49. Curva de carga característica Circuito 15

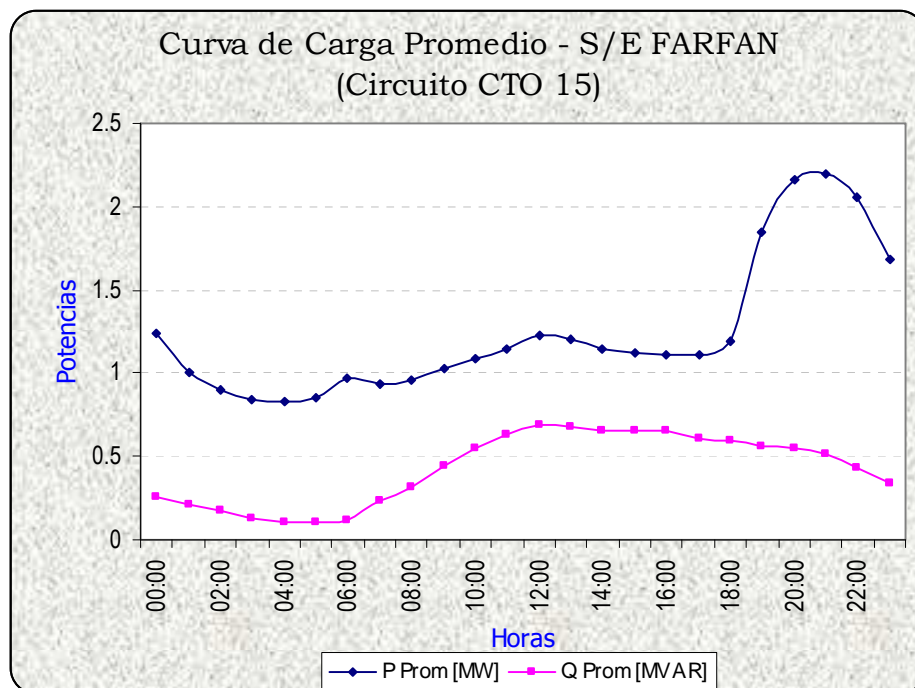
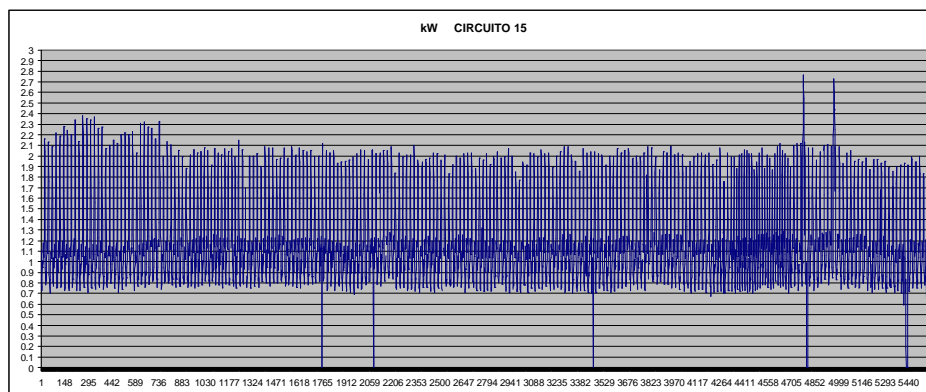


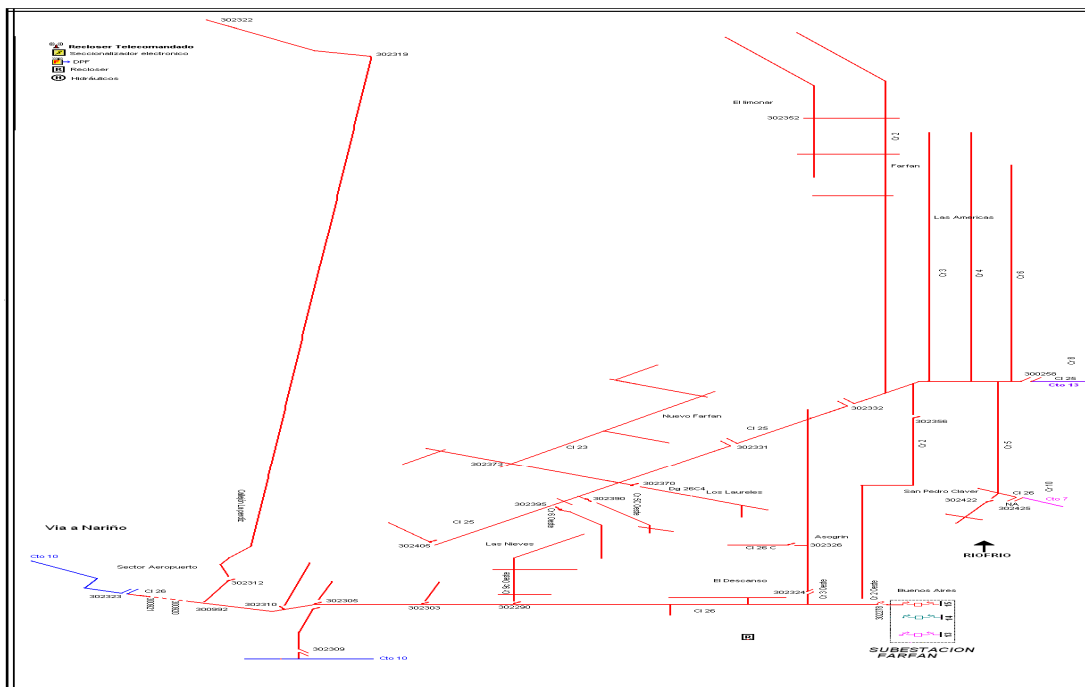
Figura 50. Demanda característica Circuito 15 durante un año



La gráfica muestra la curva característica del Circuito 15 hora a hora con los datos analizados reales durante un año, se puede observar que este salio de servicio en mas de una ocasión.

Diagrama unifilar Circuito 15

Figura 51. Diagrama unifilar actual Circuito 15



La tabla 1 resume características actuales de los Circuitos, mostrándose la potencia instalada actual de cada Circuito, la corriente de programación de los relés de protección, el calibre del cable de potencia a la salida de la subestación, el cual nos determina la capacidad de potencia y corriente que el Circuito puede soportar, el calibre de la parte de la salida de media tensión, este determina la capacidad de transporte en potencia, la columna de longitud nos indica la cantidad de red construida que constituyen el Circuito, la demanda máxima en MW y el numero de clientes atendidos por el Circuito.

Tabla 1. Características actuales salidas de media tensión

Subestación	Circuito	P. Instalada [kVA]	RTC	Calibre Cable de Potencia	Capacidad de transporte [A]	Calibre de la Troncal	Capacidad de transporte [A]	Longitud Total SMT [km]	km. de línea subt.	Demanda máxima [MW]	Cantidad de Clientes
FARFAN	Cto 13	7,767.5	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	31.619	0.202	2.58	5,795
	Cto 14	4,922.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	10.763	0	3.27	5,042
	Cto 15	3,435.0	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	12.101	0.198	2.40	3,803
SAN PEDRO	Cto 11	3,817.5	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	44.929	0.198	1.61	485
	Cto 12	8,684.5	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	45.179	0.008	1.98	1,980
VARIANTE	Cto 1	6,340.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	11.946	0.352	2.95	3,540
	Cto 2	6,797.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	21.751	0.145	1.34	1,894
	Cto 3	5,222.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	21.377	0.029	3.55	4,734
	Cto 4	3,042.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	7.291	0.03	2.75	2,955
	Cto 5	8,643.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	27.554	0.343	1.80	2,682
	Cto 6	1,910.0	400/5	15-2/0 Cu	341	6 Cu	120	1.688	0.145	0.67	405
LAGO	Cto 7	10,012.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	10.817	0.52	2.47	5,122
	Cto 8	8,112.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	4.090	3.296	3.08	2,693
	Cto 9	3,920.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	8.600	0.057	2.05	2,991
	Cto 10	5,362.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	66.450	0.319	1.88	983

Figura 52 Áreas de influencia actual subestaciones municipio de Tuluá

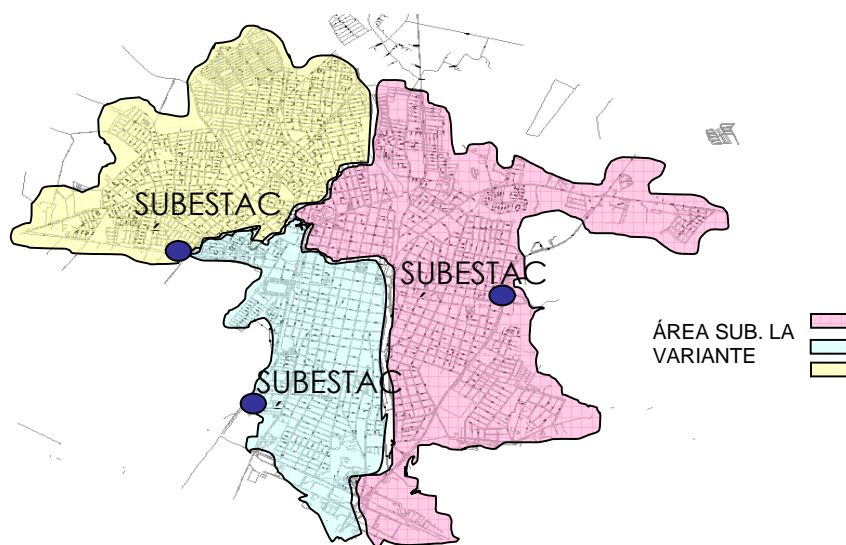
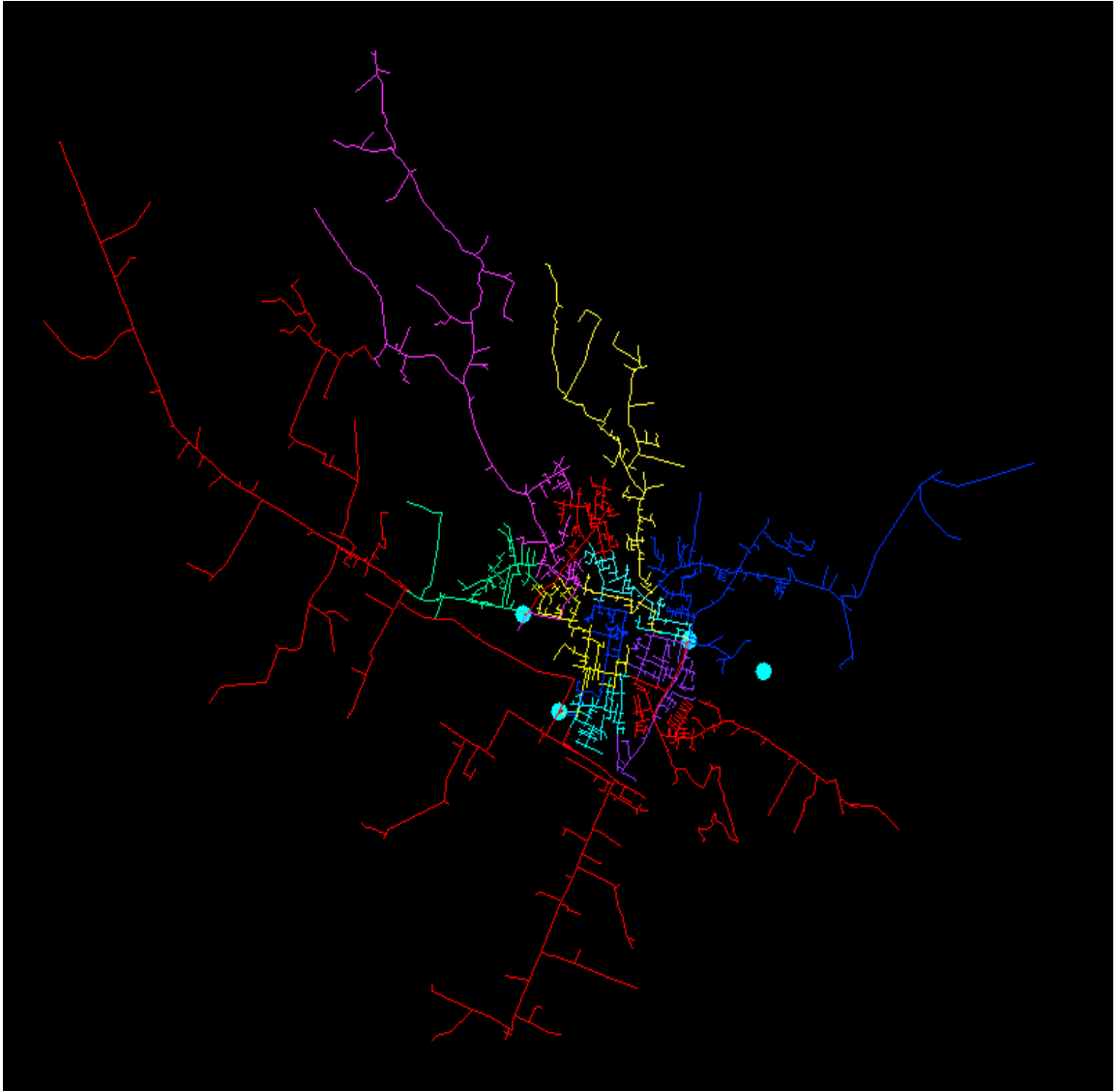


Figura 53 Áreas de influencia actual de circuitos 13,2 kV municipio de Tuluá



4. IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS DE LA EXPLOTACIÓN ACTUAL

A continuación se enuncia una serie de problemas que se han detectado en el esquema actual de operación de las subestaciones:

- El municipio de Tulúa presenta un desequilibrio en la capacidad instalada entre las subestaciones que abastecen el nivel de tensión 2 (13, 2 kV).
- Poco respaldo de una subestación a otra, los ámbitos o áreas de cobertura de las subestaciones se encuentran entrelazados.
- La capacidad de los conductores en ciertos sectores de las líneas principales ya es limitada.
- Combinación de mercados.
- No hay telecontrol en ninguno de los respaldos entre circuitos, lo cual dificulta la pronta restauración del servicio. Los respaldos son de manera manual, esta demora empeora nuestros índices de calidad DES y FES.
- Las maniobras actuales se deben realizar en frío por falta de equipos de automatización.

4.1 SUBESTACIÓN LA VARIANTE

Esta subestación cuenta con dos transformadores instalados en paralelo con una capacidad instalada de 18.6 MVA., que suministran energía a seis Circuitos de distribución, los cuales tienen puntos de flexibilidad con subestaciones Lago y Farfán.

Circuito 1 cuenta con dos respaldos parciales por parte del Circuito 2, también cuenta con un respaldo por parte del Circuito 7, ninguno de los respaldos cuenta con telecontrol.

Circuito 2 cuenta con dos respaldos parciales del Circuito 1 sin telecontrol.

Circuito 3 presenta un respaldo parcial por parte del Circuito 5 y otro por parte del Circuito 13, ningún respaldo cuenta con telecontrol. Se presenta combinación de mercados y se viola el ámbito de la subestación Farfán.

Circuito 4 cuenta con un respaldo parcial del Circuito 8 y dos respaldos parciales por parte del Circuito 14, ninguno tiene telecontrol. Viola el ámbito de la subestación Farfán.

Circuito 5 cuenta con un respaldo parcial por parte del Circuito 3 sin telecontrol.

Circuito 6 no cuenta con ningún respaldo, su troncal se encuentra en un calibre No. 6 Cu. Circuito especial de los servicios de Salud.

4.2 SUBESTACIÓN EL LAGO

Esta subestación cuenta con tres transformadores instalados en paralelo con una capacidad instalada de 22.5 MVA. Suministra energía a cuatro Circuitos de distribución que son 7, 8, 9 y 10; es punto de enlace del anillo 34.5 y salida del Circuito industrial que alimenta el municipio de San Pedro.

Circuito 7 cuenta con varios respaldos parciales, uno por parte del Circuito 1, uno del Circuito 8, uno del Circuito 9, uno del Circuito 15 y uno del Circuito 13, ningún respaldo cuenta con telecontrol, este Circuito viola el ámbito de la subestación Farfán, Circuito demasiado extenso.

Circuito 8 cuenta con dos respaldos parciales, uno por parte del Circuito 7 y otro por parte del Circuito 4, sin telecontrol, este Circuito cubre toda la zona del centro de la ciudad y ninguno de estos respaldos es capaz de soportar ante una falla gran capacidad de su carga, deteriorando las ventas de energía e incurriendo en grandes compensaciones en caso de una falla.

Circuito 9 cuenta con dos respaldos parciales uno por parte de del Circuito 7 y otro por parte del Circuito 10, ningún respaldo cuenta con telecontrol. Este Circuito se encuentra poco cargado en relación a los demás de la misma subestación.

Circuito 10 cuenta con seis respaldos parciales: uno del Circuito 9, uno del Circuito Riofrío, uno del Circuito 11 de la subestación San Pedro, dos del Circuito 15 y uno por parte del Circuito 13, ningún respaldo cuenta con telecontrol. Este Circuito alimenta la ciudad ante una falla en la subestación de 115 kV que alimenta a todas las subestaciones del municipio.

4.3 SUBESTACIÓN SAN PEDRO

Se encuentra en el municipio de San Pedro, tiene un transformador de 5.25 MVA y suministra energía a dos Circuitos de distribución 11 y 12, el Circuito 11 es el que alimenta al ingenio La Carmela y el Circuito 12 alimenta la zona poblada y rural del municipio.

Circuito 11 cuenta con un respaldo parcial por parte del Circuito 10, es parcial por regulación de voltaje, sin telecontrol.

Circuito 12 cuenta con un respaldo parcial del Circuito 8 de la subestación palo blanco del municipio de Buga, sin telecontrol.

4.4 SUBESTACIÓN FARFÁN

Esta subestación presenta un transformador de potencia de 10/12 MVA, alimenta el Circuito 13, los Circuito 14 y 15 fueron reconfigurados y son alimentados por los Circuitos 4, 7,10.

Circuito 13 cuenta con cinco respaldos parciales: uno por parte del Circuito 10, uno del Circuito 7, uno del Circuito 14, uno del Circuito 15 y 1 del Circuito 3, ningún respaldo cuenta con telecontrol.

Circuito 14 cuenta con tres respaldos parciales: uno por parte del Circuito 13 y dos del Circuito 4, ningún respaldo cuenta con telecontrol.

Circuito 15 cuenta con cuatro respaldos: uno del Circuito 7, dos del Circuito 10 y uno del Circuito 1. Ningún respaldo cuenta con telecontrol.

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El estudio de la demanda es un tema de amplio interés para empresas del sector eléctrico, en este trabajo se presenta la proyección de la demanda a mediano plazo (5 años) del sistema CETSA o municipio de Tuluá, que surge como necesidad para la simulación y planeación del sistema de distribución para la definición de estructuras de flexibilización de la red en el nivel de tensión 2 (13,2 kV) al año 2011.

Gran parte de estos pronósticos, aún los realizados por las empresas, no llegan a formalizarse, son suposiciones basados en la experiencia, en la intuición o algún tipo de tendencia, fundamentados en la experiencia personal y en el tipo de carácter (optimista o pesimista) de quien lo realiza. Las organizaciones operan bajo la atmósfera de la incertidumbre, a pesar de este hecho se deben tomar decisiones que afectan el futuro desempeño de las organizaciones.

Todo proyecto requiere proyecciones de acontecimientos predefinidos y/o incidentes. La demanda es una expresión de voluntad y una capacidad; este análisis requiere factores que puedan ser medidos con facilidad, teniendo en cuenta fenómenos objetivos como la población y factores de la economía nacional.

5.1 CLASES DE DEMANDA

Demanda derivada: situación en que la demanda de un producto depende de la que tenga otro.

Demanda elástica: Relación entre precio y volumen de ventas, de manera que el cambio de la unidad en la escala del precio ocasiona una modificación de más de una unidad en la escala del volumen.

Demanda fluctuante: Característica de un servicio, la cual indica que un mercado de servicio cambia considerablemente con la estación, el día de la semana y la hora del día.

Demanda inelástica: Relación entre el precio y el volumen tal que el cambio de una unidad en la escala del precio ocasiona una alteración de menos de una unidad en la escala del volumen.

Demanda inversa: Relación entre el precio y el volumen tal que, a un precio más elevado corresponde una mayor cantidad de ventas unitarias.

5.2 PRONÓSTICO

Es demasiado optimista pensar que un pronóstico sea exacto en lo absoluto; generalmente está hecho con la intención de predecir una situación, pero existen otras razones por las que los pronósticos no logran aproximarse al funcionamiento real.

Existen y se presentan algunas causas que ocasionan la inexactitud del pronóstico como son: suposiciones erróneas acerca de la demanda, estas traen como resultado el diseño de métodos de pronóstico bastante inapropiados a la naturaleza real de la oportunidad de satisfacer la demanda requerida; el fracaso para detectar las tendencias del mercado básicamente causado por los métodos ingenuos sin actualización de datos sobre la participación del mercado; tratar de pronosticar con exactitud exagerada, aunque en este método se utilizan métodos bastante precisos, lo que ganan estos cálculos es reducir al incertidumbre, pero no programar el futuro; no emplear varios métodos de pronóstico, al utilizar varios métodos nos permite realizar comparaciones entre los resultados obtenidos permitiendo algo de seguridad; la coordinación de los pronósticos a corto, mediano y largo plazo.

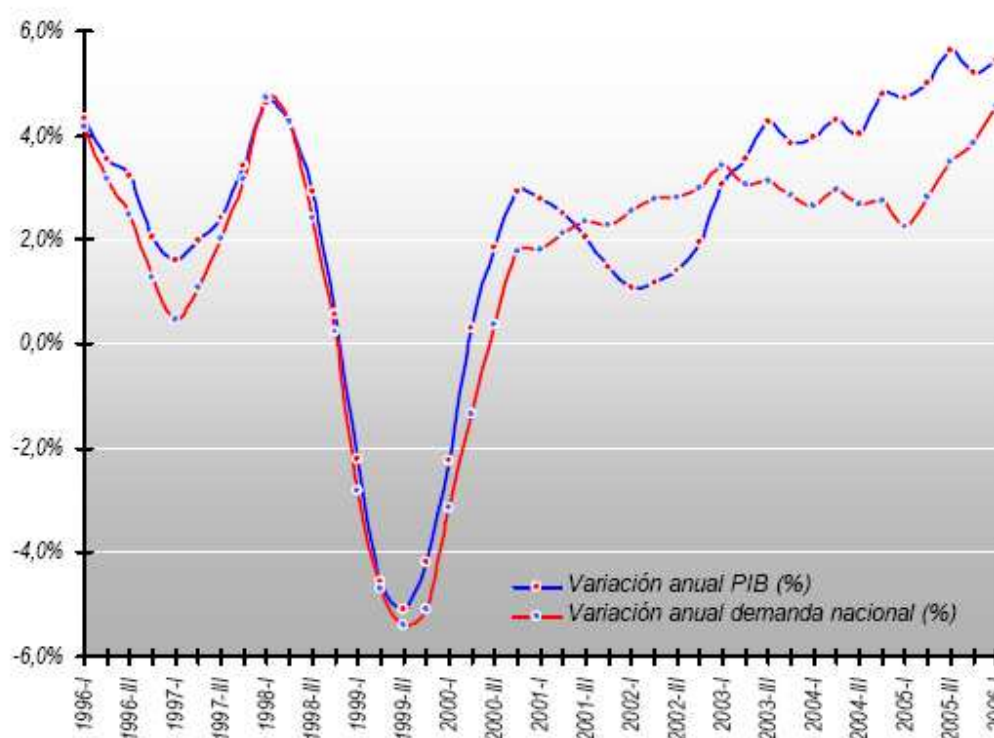
5.3 PLAZO DE PRONÓSTICOS

5.3.1 Factores que determinan la proyección de la demanda. La proyección de la demanda futura de energía, constituye una acción primaria, básica, esencial en el proceso de toma de decisiones sobre posibles alternativas de inversión. De esta manera, conforma junto a otro importante número de elementos, la información que alimenta y ayuda a la toma de una decisión de inversión en el futuro.

Las condiciones futuras dependen de factores poco predecibles cuya incertidumbre aumenta con longitud del horizonte de proyección. Todos los factores juegan un papel importante en el planeamiento, aunque no podemos dejar de lado la regulación.

La relación entre la energía y la economía, abarca un gran número de dogmas que se han ido tratando a través del tiempo y en relación con las experiencias sufridas por algunos países; un patrón establecido confirma que el crecimiento económico induce a un incremento en el consumo de energía y viceversa, otros factores que influyen en el consumo de energía son el incremento de la población, el desarrollo tecnológico, uso de otros energéticos y el crecimiento de ciertos sectores económicos.

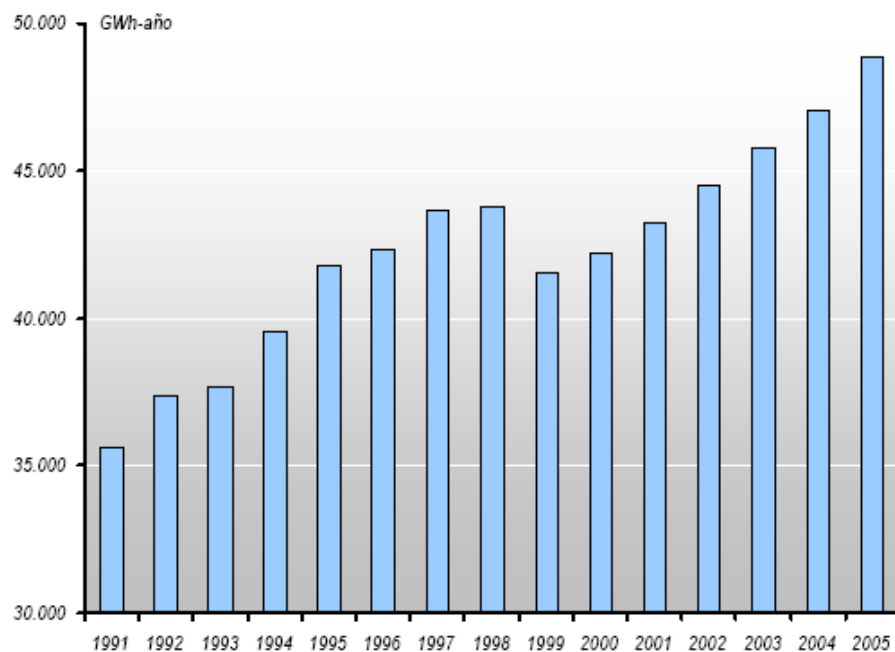
Figura 54. Relación demanda nacional de energía Vs PIB



Fuente: Plan de expansión 2006: – 2020 (en línea). Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Santafe de Bogota, 2007. (Consultado 15 Septiembre de 2007). Disponible en Internet: www.upme.gov.co

En el periodo 2000 – 2005 la demanda de energía creció al 2,75% promedio anual. El acumulado anual de la demanda nacional de energía eléctrica en el año 2005 fue de 48828,8 GWh/año, con un crecimiento de 3,8% con respecto al año anterior. El año 2005 registró el crecimiento mas acelerado de la demanda de energía de los últimos diez años. Lo cual es coherente con el mayor crecimiento de la economía, medido a través del Producto Interno Bruto, el cual fue de 5,2%, que también corresponde al mayor alcanzado en los últimos diez años.

Figura 55. Demanda nacional de energía (GWh/año)



Fuente: Plan de expansión 2006: – 2020 (en línea). Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Santafe de Bogotá, 2007. (Consultado 15 Septiembre de 2007). Disponible en Internet: www.upme.gov.co

5.4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA CETSA

Para el desarrollo del proceso de proyección de la demanda de potencia utilizaremos un método sencillo como lo es el cálculo por tendencia de acuerdo a un crecimiento; el procedimiento a seguir es tomar los datos de la base de datos del operador de red, se tendrá en cuenta la asignación del POT para el desarrollo

Los resultados de las proyecciones de demanda a mediano plazo se expresan en la tabla 5, los valores necesarios para continuar con el estudio son los definidos para el año 2011, año en el cual se simulara el sistema para el análisis eléctrico de las estructuras de flexibilización.

[illegible]

En la gráfica se puede determinar las zonas demarcadas para la expansión de la ciudad, según estudios determinados por planeación municipal en el POT, se puede observar de acuerdo a las convenciones la zona de mayor crecimiento urbano en viviendas e industria es la zona atendido por la subestación Farfán.

Tabla 2. Factores descriptivos de Circuitos

SUBESTACIÓN	D máx. (kW)	Factor de Diversidad	Factor de Potencia	CIRCUITOS	D máx. (kW)	D máx. (kVAR)	Factor de carga	Factor de Pérdidas	Factor de Potencia	kVA a Instalar por nuevos proyectos
FARFÁN	12558	1.06	0.96	Cto. 13	2,582	1,100	0.56	0.39	0.92	2,228
				Cto. 14	3,271	398	0.54	0.36	0.99	0
				Cto. 15	2,397	935	0.52	0.35	0.93	2,130
LAGO	14975	1.16	0.94	Cto. 7	2,465	1,030	0.49	0.31	0.92	1,000
				Cto. 8	3,080	1,059	0.62	0.45	0.95	627
				Cto. 9	2,050	588	0.52	0.35	0.97	45
				Cto. 10	1,877	509	0.58	0.41	0.97	300
SAN PEDRO	3705	1.12	0.95	Cto. 11	1,610	518	0.47	0.30	0.95	170
				Cto. 12	1,979	595	0.49	0.32	0.96	178
VARIANTE	13379	1.01	0.94	Cto. 1	2,953	1,307	0.56	0.39	0.91	53
				Cto. 2	1,340	655	0.64	0.48	0.90	275
				Cto. 3	3,550	1,579	0.54	0.36	0.92	238
				Cto. 4	2,749	770	0.53	0.36	0.96	0
				Cto. 5	1,795	328	0.57	0.40	0.98	115
				Cto. 6	669	345	0.63	0.46	0.89	0

Tabla 3. Crecimiento ponderado de energía

DEMANDA MÁXIMA SUBESTACIÓN (kVA)															PONDERADO
SUBESTACIÓN		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Farfán	Tendencia	145.60	150.40	153.90	158.50	164.70	171.90	179.30	186.90	194.30	202.00	210.01	218.33	226.98	3.96%
	Ajustada			8310	10650	11066	11550	12047	12558	13055	13573	14110	14669	15251	6.26%
Lago	Tendencia	145.60	150.40	153.90	158.50	164.70	171.90	179.30	186.90	194.30	202.00	210.01	218.33	226.98	3.96%
	Ajustada			11412	12699	13196	13773	14366	14975	15568	16185	16826	17493	18186	4.77%
San Pedro	Tendencia	145.60	150.40	153.90	158.50	164.70	171.90	179.30	186.90	194.30	202.00	210.01	218.33	226.98	3.96%
	Ajustada			2889	3142	3265	3408	3555	3705	3852	4005	4163	4328	4500	4.53%
Variante	Tendencia	145.60	150.40	153.90	158.50	164.70	171.90	179.30	186.90	194.30	202.00	210.01	218.33	226.98	3.96%
	Ajustada			10505	11058	11640	12252	12897	13379	14157	14981	15853	16776	17752	5.39%

Tabla 4. Crecimiento ponderado de potencia en kW

SUBESTACIÓN	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	FP
FARFÁN	10650	11066	11550	12047	12558	13055	13573	14110	14669	15251	0.96
LAGO	12699	13196	13773	14366	14975	15568	16185	16826	17493	18186	0.94
SAN PEDRO	3142	3265	3408	3555	3705	3852	4005	4163	4328	4500	0.95
VARIANTE	11058	11640	12252	12897	13379	14157	14981	15853	16776	17752	0.94

Tabla 5. Proyección de la demanda por Circuitos Tuluá

SUBESTACIÓN	CIRCUITOS	DEMANDA MÁXIMA CIRCUITO (KW-KVAR)																							
		2001		2002		2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011			
		P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q	P	Q
FARFÁN	Cto. 13	2108	1100	2134	909	2138	911	2138	911	2480	1057	2582	1100	2684	1144	4795	2043	4985	2124	5183	2208	5388	2295		
	Cto. 14	2761	398	2794	284	2800	284	2800	284	3142	319	3271	398	3401	345	3535	359	3675	373	3821	388	3972	403		
	Cto. 15	1933	935	1956	763	1961	764	1961	764	2303	898	2397	935	2492	971	4508	1757	4686	1827	4872	1899	5065	1975		
LAGO	Cto. 7	1998	1030	2022	861	2026	863	2026	863	2368	1009	2465	1030	2563	1092	3564	1518	3705	1578	3852	1641	4005	1706		
	Cto. 8	2580	1059	2611	898	2617	900	2617	900	2959	1018	3080	1059	3202	1101	3893	1339	4047	1392	4208	1447	4374	1505		
	Cto. 9	1605	588	1624	413	1627	414	1627	414	1969	501	2050	588	2131	543	2256	574	2346	597	2438	621	2535	645		
SAN PEDRO	Cto. 10	1441	509	1458	365	1461	366	1461	366	1803	452	1877	509	1951	489	2299	576	2390	599	2484	623	2583	647		
	Cto. 11	1188	518	1202	387	1205	387	1205	387	1547	497	1610	518	1674	538	1893	609	1968	633	2046	658	2127	684		
	Cto. 12	1537	595	1556	468	1559	469	1559	469	1901	571	1979	595	2057	618	2299	691	2390	718	2484	747	2583	776		
VARIANTE	Cto. 1	2460	1307	2489	1105	2495	1107	2495	1107	2837	1259	2953	1307	3125	1387	3354	1489	3549	1575	3756	1667	3974	1764		
	Cto. 2	1239	655	1254	607	1257	609	1257	609	1300	629	1340	655	1418	687	1748	847	1850	896	1957	948	2071	1003		
	Cto. 3	3025	1579	3062	1312	3068	1315	3068	1315	3410	1462	3550	1579	3757	1610	3975	1704	4207	1803	4451	1908	4711	2019		
	Cto. 4	2267	770	2294	639	2299	640	2299	640	2641	736	2749	770	2909	810	3078	858	3257	907	3447	960	3648	1016		
	Cto. 5	1363	328	1379	280	1382	281	1382	281	1724	350	1795	328	1899	386	2114	429	2237	454	2367	481	2504	509		
	Cto. 6							301	155	643	331	669	345	708	365	749	386	793	409	839	432	888	457		

6. DETERMINACIÓN DE ESTRUCTURAS DE FLEXIBILIZACIÓN

El estado actual de la red de distribución es el resultado de un desarrollo no uniforme a lo largo del tiempo. Este desarrollo se ha debido a la necesidad de satisfacer puntualmente los nuevos suministros y de garantizar el servicio frente al progresivo aumento de la demanda, lo que ha dado lugar a un crecimiento desordenado de la misma.

Esta situación ha generado muchos tipos de problemas entre los que se encuentran:

- Redes con importantes desequilibrios entre fases.
- Existencia de derivaciones bifásicas y monofásicas sin criterios definidos para su utilización.
- Existencia de varios fusibles en serie en las líneas, sin garantía de actuación selectiva (coordinación de protecciones).
- Existencias de respaldos a través de derivaciones y ramales que forman anillos.
- Combinación de mercados, lo cual degenera los índices de calidad del servicio.

Las estructuras de flexibilización no son una camisa de fuerza pero nos dan parámetros para atender de manera ordenada el crecimiento vegetativo de la demanda; la propuesta lanzada se hace para un municipio en particular pero es aplicable a otros con cualquier tipo de características; son supremamente útiles para la reducción del indicador de calidad DES, teniendo en cuenta que a medida que se genere crecimiento de la demanda las estructuras evolucionarán.

6.1 DEFINICIONES

A continuación se explicaran algunas definiciones claves en el desarrollo del proyecto para el mejor entendimiento de términos técnicos utilizados mas adelante.

Línea principal: Es la línea trifásica que tiene su origen en una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. De esta parten las derivadas y/o racimos. Esta debe tener el menor número de CT's conectados directamente; para la determinación de la línea principal, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Línea trifásica que tiene la mayor carga.
- Línea trifásica con conductor de mayor capacidad.
- Línea con el mejor acceso.
- La línea que enlaza con otra proveniente de la misma u otra subestación.

Línea derivada y subderivada: Las líneas derivadas son aquellas que parten de una línea principal a través de un elemento de maniobra y/o protección, y alimentan a subderivadas y/o racimos. Las líneas subderivadas tienen su origen en las líneas derivadas, a través de un elemento de maniobra y/o protección. Derivadas y subderivadas podrán ser trifásicas, bifásicas o monofásicas.

Racimos: Son agrupamientos de líneas y transformadores de distribución que comparten un mismo elemento de maniobra y protección. Pueden ser trifásicos, bifásicos o monofásicos.

Ámbito: Área de cobertura o influencia de una subestación o Circuito en particular.

6.2 CONSIDERACIONES

Se establece que dentro de la normalización de la red, la cargabilidad de los Circuitos no debe superar en condiciones de contingencia el 100% de la capacidad nominal del conductor de la red principal. Para ello, se debe considerar adicionalmente la relación de CT's y capacidad del interruptor.

Los Circuitos primarios de distribución se construirán en forma radial, con la posibilidad de atender la carga existente a través de la utilización de suplencias con otros Circuitos cuando se presenten eventos de contingencia y/o necesidades de mantenimiento.

En las derivaciones o ramales aéreos y subterráneos del Circuito se deberán instalar equipos de indicación de falla, cortaCircuitos y/o seccionalizadores.

Durante la operación de la red se deberá cumplir con los estándares de calidad establecidos en normas técnicas nacionales e internacionales como son perfiles de tensión y regulación entre otros; Para ello, se analizarán las distintas alternativas de solución en aquellos casos donde se presente este incumplimiento con medidas tales como reconfiguración de la red, instalación de reguladores de tensión, uso de condensadores, cambio de calibres de conductores etc.

La normalización de la red contribuye a mejorar la continuidad del servicio, se requiere actuar sobre otras variables como son: el diagnóstico y eliminación de la causa – raíz de la falla, la revisión de los criterios de operación y mantenimiento, la información del sistema veraz y oportuna, esto con el propósito de establecer metas claras y alcanzables en los índices de calidad del servicio en el mediano plazo.

Se requiere efectuar una gestión regulatoria para el reconocimiento pleno de los equipos enfocados a calidad del servicio.

Se obtendrán redes sencillas y ordenadas, que permitan una explotación más fácil y ágil apuntando a la mejora en la calidad del servicio. Así mismo, aplicar fácilmente las técnicas y tecnologías de automatización.

La explotación de la red se realizará siempre de manera radial.

Se debe evitar cruces de ámbitos ó líneas entre salidas de media tensión o de las subestaciones.

Las líneas principales deben estar libres de fusibles en serie.

La sección de una derivación no podrá ser mayor que la de la línea principal; se puede decir que la red es telescópica o cilíndrica.

Los racimos tendrán una potencia máxima instalada de 600 kVA con máximo 8 centros de transformación y una distancia máxima de 4 km.

Las protecciones deben garantizar una adecuada coordinación se recomienda utilizarlas en el siguiente orden de importancia empezando desde la subestación:

- Interruptor automático de cabecera.
- Reconectadores y/o interruptores telecontrolados.
- Interruptores con lógica de autoseccionador.
- Autoseccionadores.
- Cortacircuitos fusible de expulsión (XS).

No se instalarán en serie más de seis elementos de protección incluido el interruptor de cabecera, igualmente no se instalarán más de dos fusibles en serie.

Se pretenderá que las fases se encuentren lo más balanceadas posibles.

Los respaldos se realizarán a través de líneas principales, nunca se apoyará una línea principal con una derivada.

Los respaldos propuestos deben cumplir con la reglamentación establecida por la CREG en lo respecta a la máximo porcentaje de regulación de voltaje.

6.3 ESTRUCTURAS DE RESPALDO

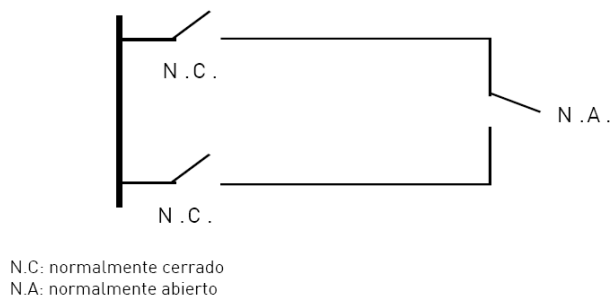
Estas están definidas por dos o más líneas, que posean capacidad de respaldo total o parcial en caso de avería en alguna de ellas. Las líneas pueden estar alimentadas por el mismo o distinto transformador.

Se hace necesaria la segmentación de línea para independizar la avería y que sea más sencillo a nivel operativo. Toda línea principal debe contar como mínimo dos segmentos.

La capacidad de respaldo de una línea hacia otra se expresa en porcentaje de la carga máxima de línea principal que se puede alimentar en condiciones aceptables de caída de tensión y sobre carga de la línea que da el respaldo. En caso de dar respaldo desde un transformador diferente, se debe verificar la carga del este.

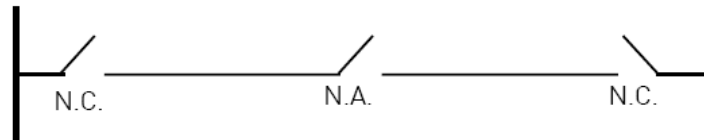
Pétalo. Esta estructura se encuentra conformada por dos líneas de media tensión, saliendo de una misma subestación, las cuales se cierran formando un bucle. Estructura que brinda respaldo ante fallo aun tramo del Circuito; presenta una limitante, que la ocupación máxima de la red es del 50% de su capacidad nominal, de superar este valor se debe tener en cuenta un factor de riesgo.

Figura 57. Esquema pétalo



Pétalo apoyado. Esta estructura esta formada por una línea que partiendo de una subestación tiene un punto de conexión (normalmente abierto) con una línea de otra subestación.

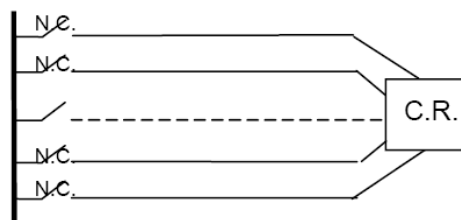
Figura 58. Esquema pétalo apoyado



Fuente: Unión Fenosa, Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla, 2004. p.95.

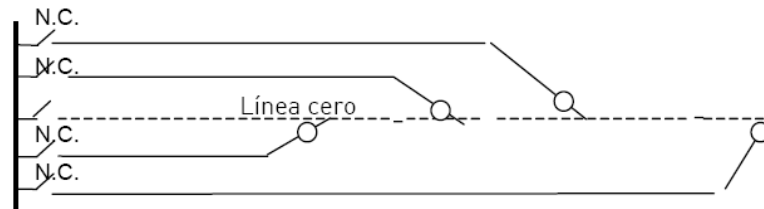
“Cable cero” en Huso o Espiga. El cable cero es un cero en teoría por efectos de remuneración por cargos por uso lo cual se explicara en un capítulo más adelante; el Circuito que se desee utilizar como cable cero debe tener la menor carga posible para en caso de falla transportar potencia desde la subestación hasta un centro de reflexión o frontera de apoyo. Debido a que el cable cero posee poca carga los demás Circuitos que conforman esta estructura pueden cargarse al 100% de tal manera que se obtiene una mayor utilización de la capacidad del Circuito. El inconveniente de cargabilidad en el cable cero se puede solucionar usando un calibre mayor al normalmente usado en las líneas principales de los Circuitos de distribución (4/0 ACSR).

Figura 59. Esquema Huso



Fuente: Unión Fenosa, Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla, 2004. p.96.

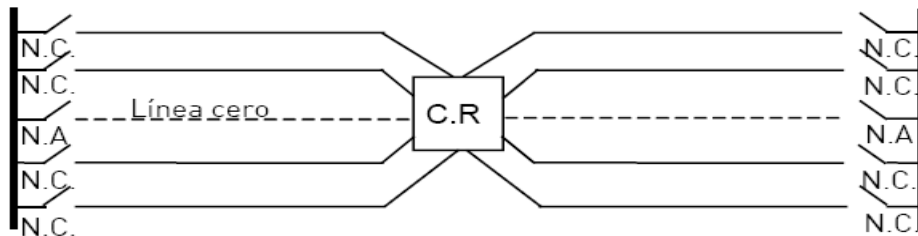
Figura 60. Esquema Espiga



Fuente: Unión Fenosa, Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla, 2004. p.97.

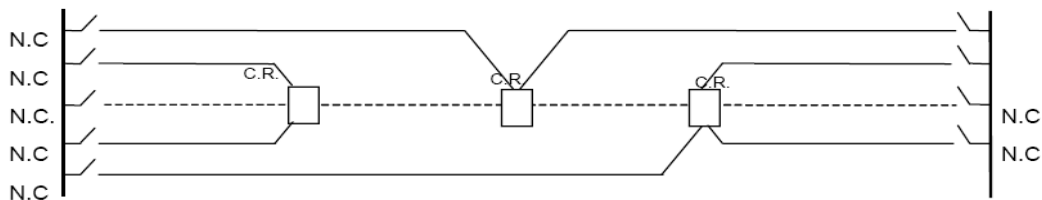
“Cable cero” Huso o Espiga apoyada. Estructura formada por dos husos de distinta subestación, que comparten centro de reflexión, figura 43 y 44. Permite el socorro a la red desde las dos subestaciones, cubriendo el fallo de uno de los cables cero y en determinadas ocasiones permite el socorro entre subestaciones. Se usa en grandes núcleos urbanos.

Figura 61. Esquema Huso apoyado



Fuente: Unión Fenosa, Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla, 2004. p.98.

Figura 62. Esquema Espiga apoyada

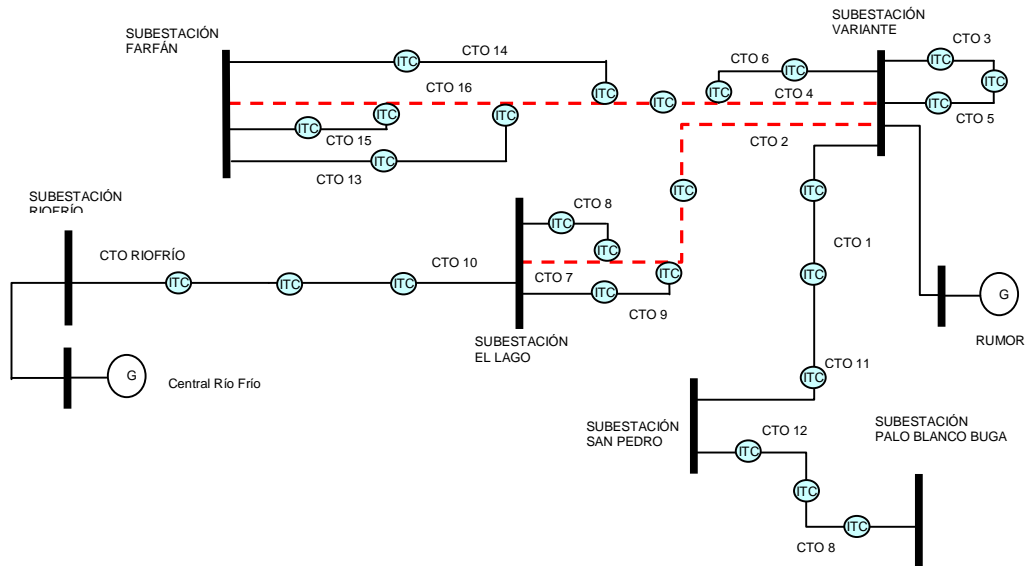


Fuente: Unión Fenosa, Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla, 2004. p.99.

6.4 ANÁLISIS Y ESCOGENCIA DE ESTRUCTURAS DEL SISTEMA CETSA

Realizando un análisis exhaustivo sobre el sistema de distribución de Tuluá, teniendo en cuenta una mayor eficiencia a un menor costo, se determinó las siguientes estructuras:

Figura 63. Esquema de flexibilización municipio de Tuluá



Se sugiere el traslado de un transformador de 5.25 MVA de la subestación el Lago a la subestación Farfán, debido al sector en el cual se presenta el crecimiento del Municipio según el POT y de acuerdo con los datos observados en los análisis de flujos de carga. Dentro del plan de expansión de Cetsa se pretende

la compra de un trafo de 12 MVA que entrara en funcionamiento en Marzo de 2009, el transformador que esta sobrando en la subestación El Lago se tendrá como reemplazo del transformador de 6.6 MVA de la subestación La Variante el cual ya cuenta con dos reparaciones y se prevé que su vida útil termine pronto; existe un desbalance de potencia instalada entre las subestaciones, pero al revisar el plan de expansión quinquenal de CETSA se encontró que ya lo tiene presupuestada la compra de uno en el año 2009.

Uno de los grandes propósitos de esta propuesta es el de reorganizar la red existente, respetando los ámbitos de las subestación y usando la frontera natural que posee el municipio como lo es el Río Tuluá. Se deben reubicar o retirar protecciones si es necesario de acuerdo a las acciones para cada Circuito mencionadas más adelante, esto nos hará mas eficientes ya que existe una sobre protección de la red, lo cual se traduce en utilización de elementos innecesarios.

6.4.1 Subestación La Variante. Circuito 1: Trazado de línea principal usando su infraestructura actual, la cual va desde la subestación la variante hasta el nodo 300720; se determino en calibre 4/0 ACSR; seccionamiento intermedio del circuito mediante ITC en el nodo 301120 el cual mantendrá normalmente cerrado; este circuito recibe apoyo en caso de contingencia del circuito 11 de la subestación San Pedro en el nodo 300720 mediante ITC el cual permanecerá normalmente abierto formando una estructura de pétalo apoyado, este circuito cuenta con una derivada importante la cual tiene cargas puntuales de servicios públicos, centros comerciales y fuerzas armadas, por esta razón recibirá apoyo del cable cero mediante ITC instalado en el nodo 301102; se trasladara carga desde el circuito 10, el ramal que sale por la vía panorama hasta la frontera con el circuito 11; su carga fue distribuida y parte de esta se traslado a los circuitos 2 y 9.

Circuito 2: Se convertirá en cable cero, gran parte de su carga será trasladada al circuito 1, formando una estructura de ESPIGA APOYADA con el circuito 7 de la subestación el lago mediante un ITC en el nodo 301184 que permanecerá normalmente abierto. Se trazara una nueva línea principal comprendida desde la subestación la variante hasta el nodo 301171 y desde el nodo 301171 hasta el nodo 301184; se utilizara conductor de calibre 477 ACSR.

Circuito 3: Trazado de línea principal usando su infraestructura y ruta actual, la cual va desde la subestación la variante hasta el nodo 301494, se determino en calibre 4/0 ACSR; recibirá apoyo en caso de contingencia a través de una

estructura de pétalo con el circuito 5 mediante ITC en el nodo 301494 el cual permanecerá normalmente abierto, este circuito no tendrá seccionamiento en dos mediante un ITC pero se le realizara seccionamiento de mercados mediante recloser existente en el nodo 301501 al cual se instalara telecontrol; se trasladara parte de su carga al circuito 13 de la subestación Farfán.

Circuito 4: Cumplirá la función de cable cero formando una estructura ESPIGA APOYADA con el circuito 16 de la subestación Farfán en el nodo 301789 mediante ITC el cual permanecerá normalmente abierto, se definió su línea principal en los siguientes tramos: desde la subestación la variante hasta el nodo 317756A, desde nodo 317756A al 301768A, entre el nodo 301768A y 301781A, entre el nodo 301781A y 301789; el calibre a utilizar es 477 ACSR, en el trazado se escogió teniendo en cuenta el espacio perimetral de los andenes para la Instalación de nuevos apoyos, parte de su carga fue trasladada a los circuitos 16 y 13 de la subestación Farfán; se ingreso ramal del circuito 5.

Circuito 5: Trazado de línea principal usando su infraestructura actual, la cual va desde la subestación la variante hasta el nodo 301930 y desde nodo 301930 hasta 301494, se determino en calibre 4/0 ACSR; seccionamiento en dos mediante ITC en el nodo 301708 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante una estructura de pétalo con el circuito 3 mediante ITC en el nodo 301494 el cual se mantendrá normalmente abierto. Se traslado parte de su carga al circuito 4 ramal del nodo 300884.

Circuito 6: Se trazo línea principal que va desde la subestación la variante hasta el nodo 301779 usando su ruta actual, se realizara cambio de calibre de 8 Cu a 1/0 ACSR; por su carácter de circuito especial de los servicios de la salud, con este cambio se garantiza de que continúe así limitando su expansión, además se usara gran parte de su infraestructura actual, seccionamiento en dos mediante ITC en el nodo 302027 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 4 mediante ITC en el nodo 301779 el cual se mantendrá normalmente abierto.

6.4.2 Subestación El Lago. Circuito 7: Cumplirá la función de cable cero, formando una estructura de ESPIGA APOYADA con el nuevo circuito 2 mediante un ITC en el nodo 301184 el cual permanecerá normalmente abierto. Se trazara una nueva línea principal desde la subestación el lago hasta el nodo 302067 y

desde el nodo 302067 hasta el 301184, en la que se utilizara conductor de calibre 477 ACSR; parte de su carga fue transferida a los circuitos 8, 13 y 15.

Circuito 8: Trazado de línea principal usando parte de su infraestructura actual, se utilizará su ruta actual hasta el nodo 300568, el resto va desde el nodo 300568 hasta el 300586 y desde el nodo 300586 hasta el 302091A, esta será en calibre 4/0 ACSR, se secciono en dos mediante ITC instalado en el nodo 300585 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 7, mediante ITC instalado en el nodo 302091B el cual permanecerá normalmente abierto; se le transfirió una pequeña carga desde el circuito 7 para formar estructura de apoyo.

Circuito 9: Trazado de línea principal usando parte de su infraestructura actual, esta definida entre los siguientes sectores: desde la subestación el lago hasta el nodo 302151, nodo 302151 hasta 302207A, nodo 302207A hasta 302239, nodo 302239 hasta 302251, nodo 302251 hasta 302256A, nodo 302256A hasta 302273, se realizara seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 302226 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 7, mediante ITC instalado en el nodo 302273 que mantendrá normalmente abierto; se le transfirió carga desde los circuitos 1 y 10.

Circuito 10: Trazado de línea principal usando su infraestructura actual, esta línea se encuentra en calibre 4/0 ACSR en un 98%, la cual tiene frontera con el circuito Río Frío, esta va desde la subestación el lago hasta el nodo 110108, se realizara seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 302693 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante una estructura de apoyo pétalo apoyado con el circuito Río Frío. Transfirió parte de su carga a los circuitos 1 y 10.

6.4.3 Subestación San Pedro. Circuito 11: Para el trazado de su línea principal se utilizara la ruta actual ya que se encuentra bien definida por el corredor de la vía panamericana, la cual va desde la subestación san pedro hasta el nodo 300720, se cambiara de calibre 1/0 ACSR a 4/0 ACSR; se hará seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 300655 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante una

estructura de pétalo apoyado con el circuito 1 de la subestación la variante, mediante ITC en el nodo 300720 el cual mantendrá normalmente abierto.

Circuito 12: El trazado de su línea principal se utilizara su ruta actual ya que se encuentra bien definida por el corredor de la vía panamericana, la cual va desde la subestación san pedro hasta el nodo 103799, se cambiara de calibre de conductor en los tramos saltantes de 1/0 ACSR a 4/0 ACSR; se hará seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 302954 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante una estructura de pétalo apoyado con el circuito 8 de la subestación Paloblanco del municipio de Buga, mediante ITC en el nodo 103799 el cual mantendrá normalmente abierto.

6.4.4 Subestación Farfán. Circuito 13: Redistribución de carga mas uniforme a lo largo de su línea principal, trazado de línea principal, se usara el trazado actual desde la subestación Farfán hasta el nodo 300199A, y se definió el resto desde 300199A hasta 301429A, desde 301429A hasta 300028, se cambiara conductor a los tramos faltantes en calibre 4/0 ACSR; se realizara seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 300198 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 16 mediante ITC instalado en el nodo 300028 el cual mantendrá normalmente abierto; se telecontrol a Recloser existente en el nodo 300332 para seccionamiento de mercados; trasferirá carga al circuito 14 y 15 y recibirá carga del circuito 3 y 14.

Circuito 14: Trazado de línea principal usando parte de su infraestructura actual, se utilizara su ruta actual hasta el nodo 300028A, el resto de su trazado se encuentra en los siguientes tramos del nodo 300028A al 300168A, desde 300168A al 300113A, desde 300168A al 300111, desde 300111 al 300074B, desde 300074B al 300062A, desde 300062A al 300059A, el conductor de la línea principal será en calibre 4/0 ACSR, se cambiara donde sea necesario; se realizara seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 300115 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 16 mediante ITC instalado en el nodo 300059A, este circuito se descargo previendo el crecimiento del municipio según POT, la descarga se realizo a través de los circuitos 13 y 16.

Circuito 15: Trazado de línea principal en los siguientes tramos: desde la subestación Farfán hasta el nodo 302280, desde 302280 al 302329A, desde 302329A al 300250, esta línea se definió en calibre 4/0 ACSR; se realizara seccionamiento en dos mediante ITC instalado en el nodo 302409 el cual permanecerá normalmente cerrado, este circuito recibe apoyo en caso de contingencia mediante el cable cero circuito 16 mediante ITC instalado en el nodo 300250; se transfirió carga desde los circuitos 7 y 13.

Circuito 16: Este circuito existía y algunas de sus partes como los bajantes fueron hurtados y actualmente no esta en funcionamiento, se pretende que vuelva a funcionar como cable cero para formar estructura ESPIGA APOYADA con el circuito 4 de la subestación la variante, Mediante ITC instalado en el nodo 301789, se le entregaran pequeñas cargas de otros circuitos ya que su trazado requiere de estas cargas, se pretende la reutilización de apoyos del circuito a 34.5 que comunica las subestaciones Farfán y La Variante de ser posible para reducir costos y su recorrido es similar es paralelo, su línea principal esta definida entre la subestación Farfán y el nodo 300134, desde 300134 al 301802A, desde 301802A al 301799A, desde 301799A al 301796A, desde 301796A al 301793A, desde 301793A al 301792, desde 301792 al 301789, su calibre será 477 ACSR.

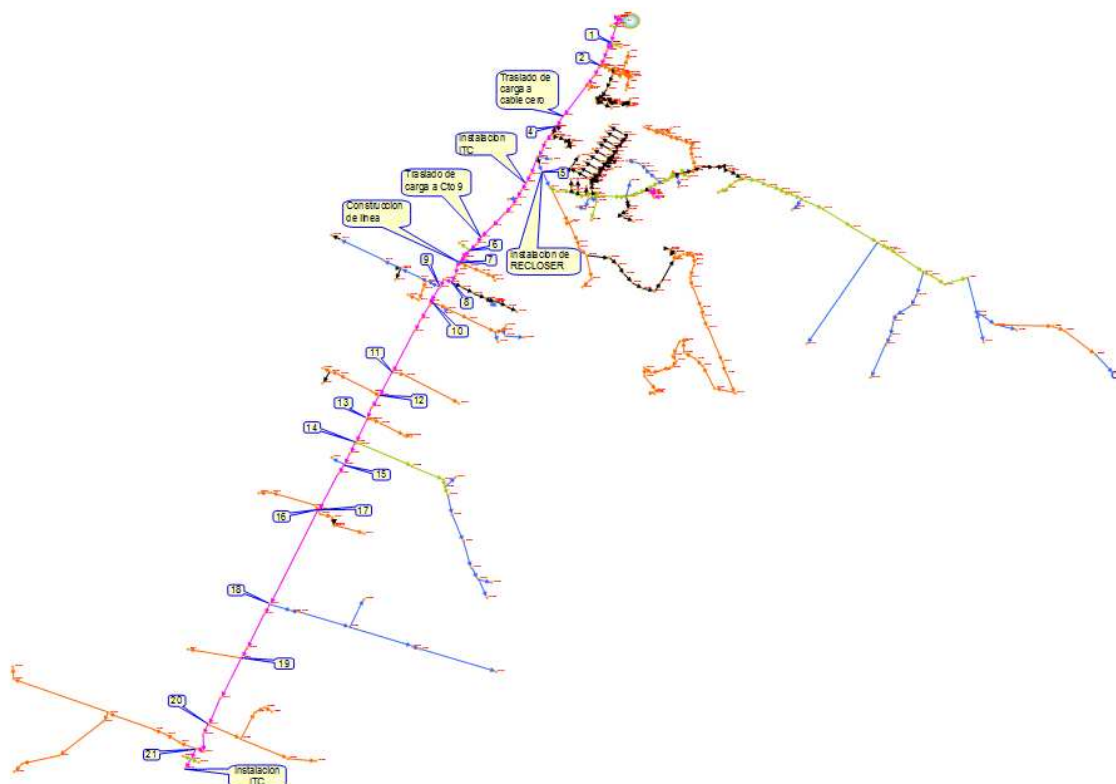
En el momento de la construcción de la red se debe realizar un estudio para la nueva ubicación de las compensaciones (potencia reactiva kVAr), porque tendrían una nueva ubicación o no serian necesarias según el caso.

Los transformadores de corriente de los cables ceros deben ser acondicionados para 670 Amperios.

6.4.5 Diagramas unifilares resultantes

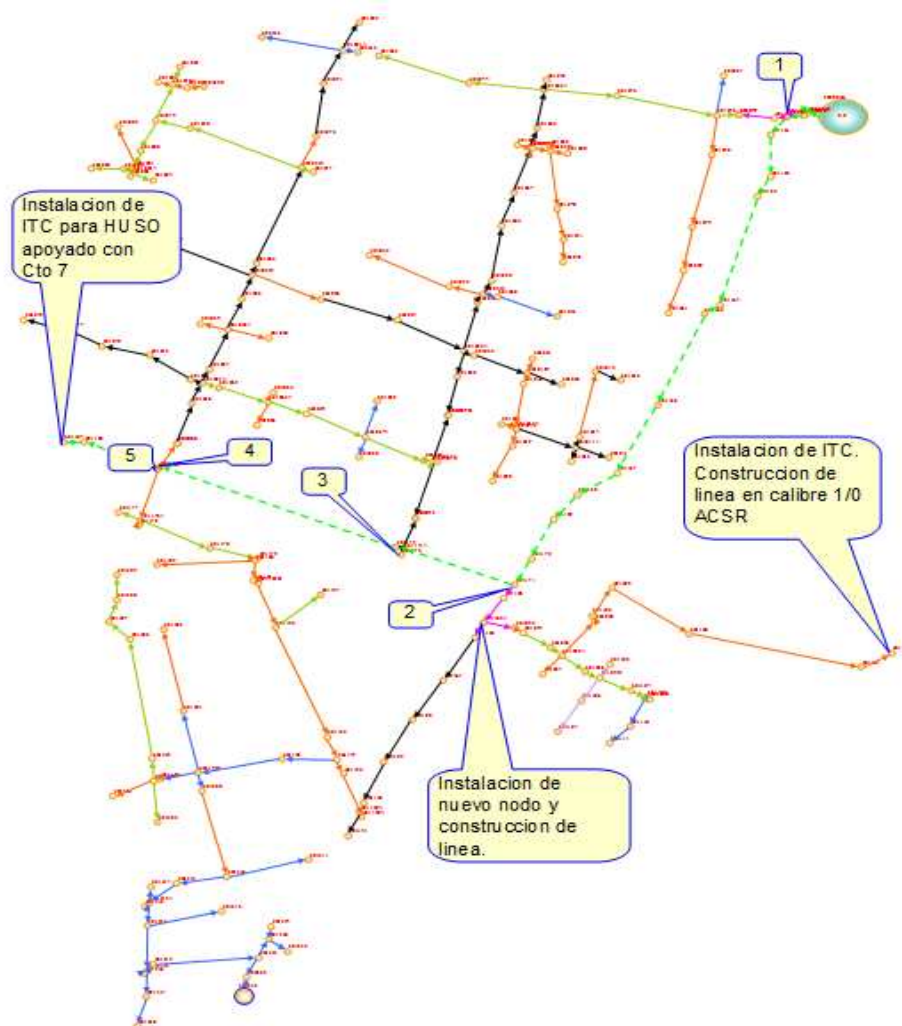
Circuito 1

Figura 64. Diagrama unifilar propuesto Circuito 1



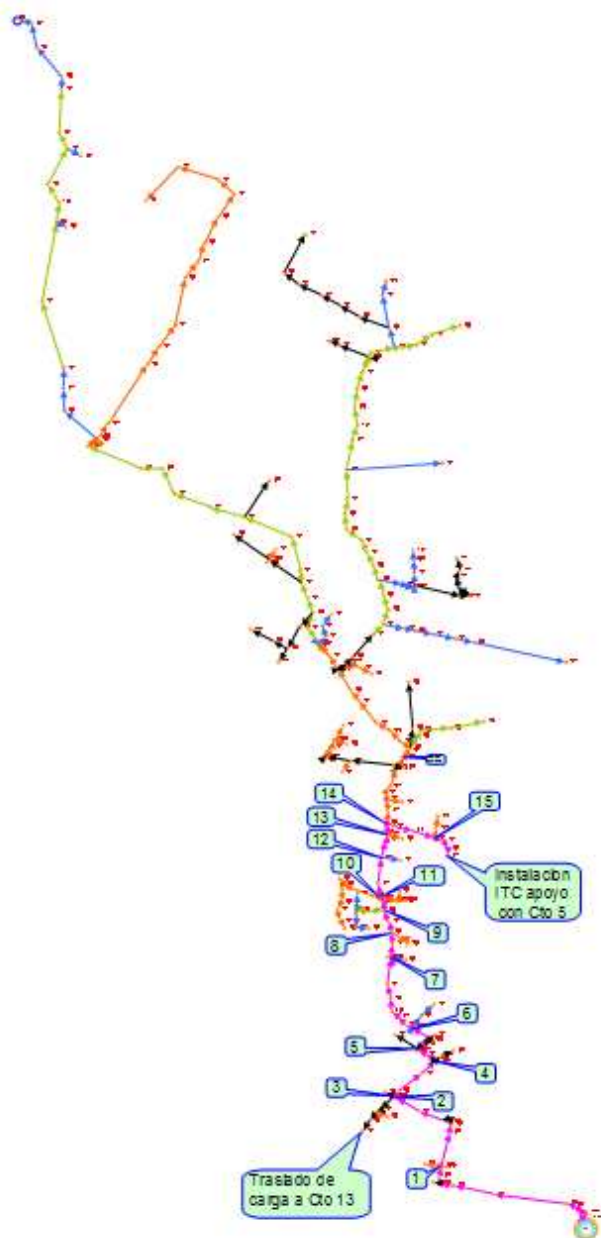
Circuito 2

Figura 65. Diagrama unifilar propuesto Circuito 2



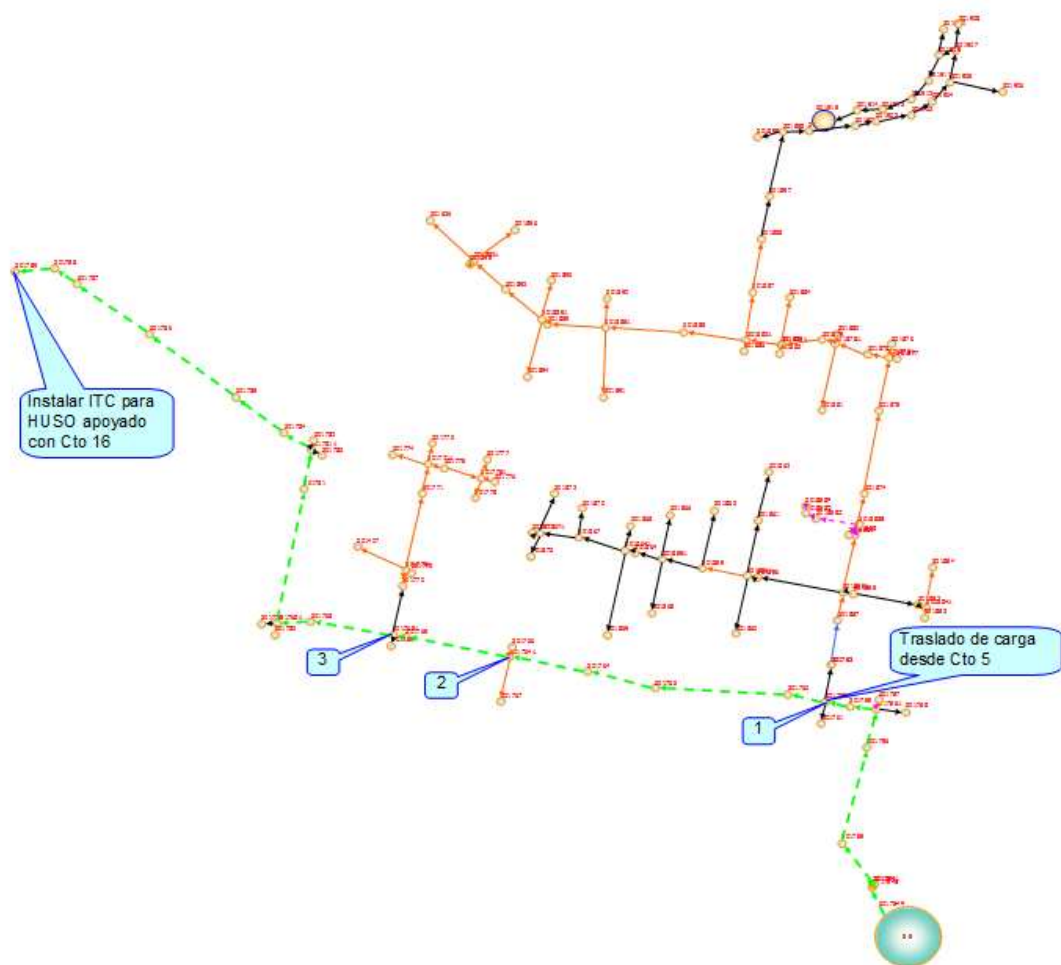
Circuito 3

Figura 66. Diagrama unifilar propuesto Circuito 3



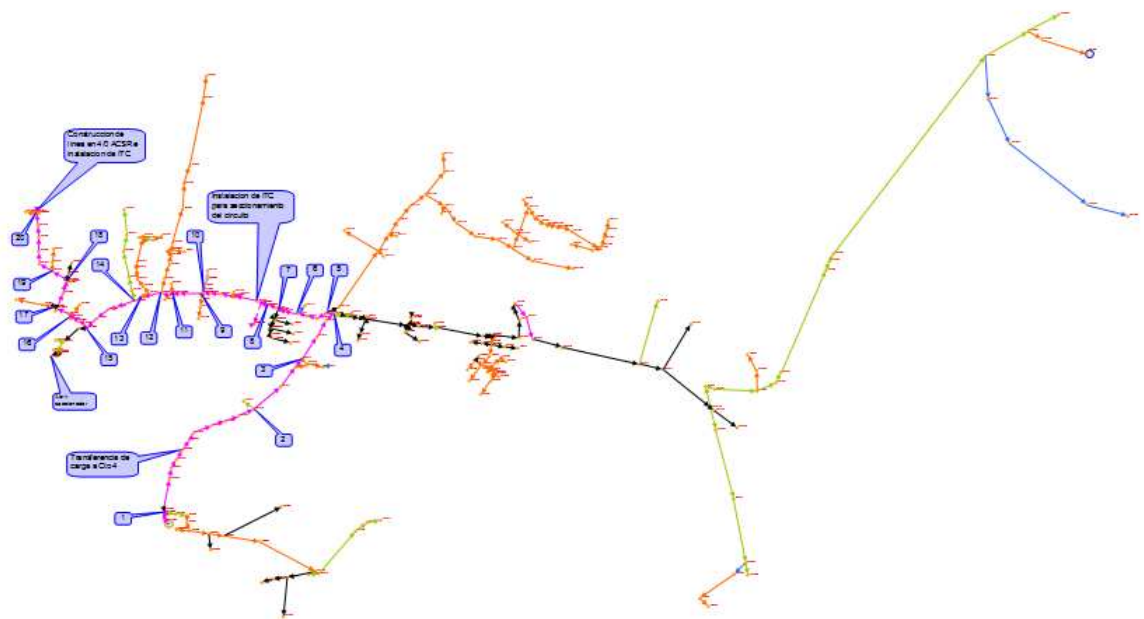
Circuito 4

Figura 67. Diagrama unifilar propuesto Circuito 4



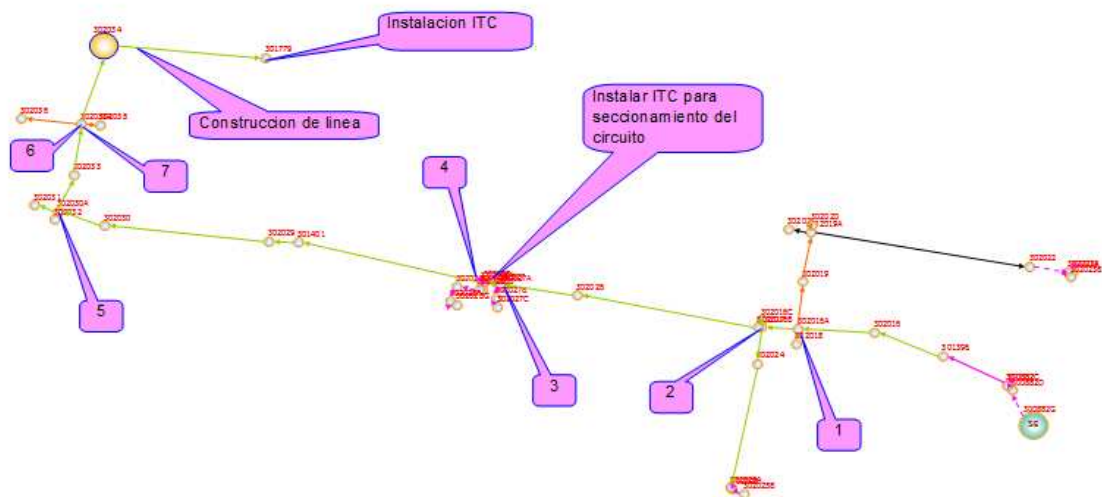
Circuito 5

Figura 68. Diagrama unifilar propuesto Circuito 5



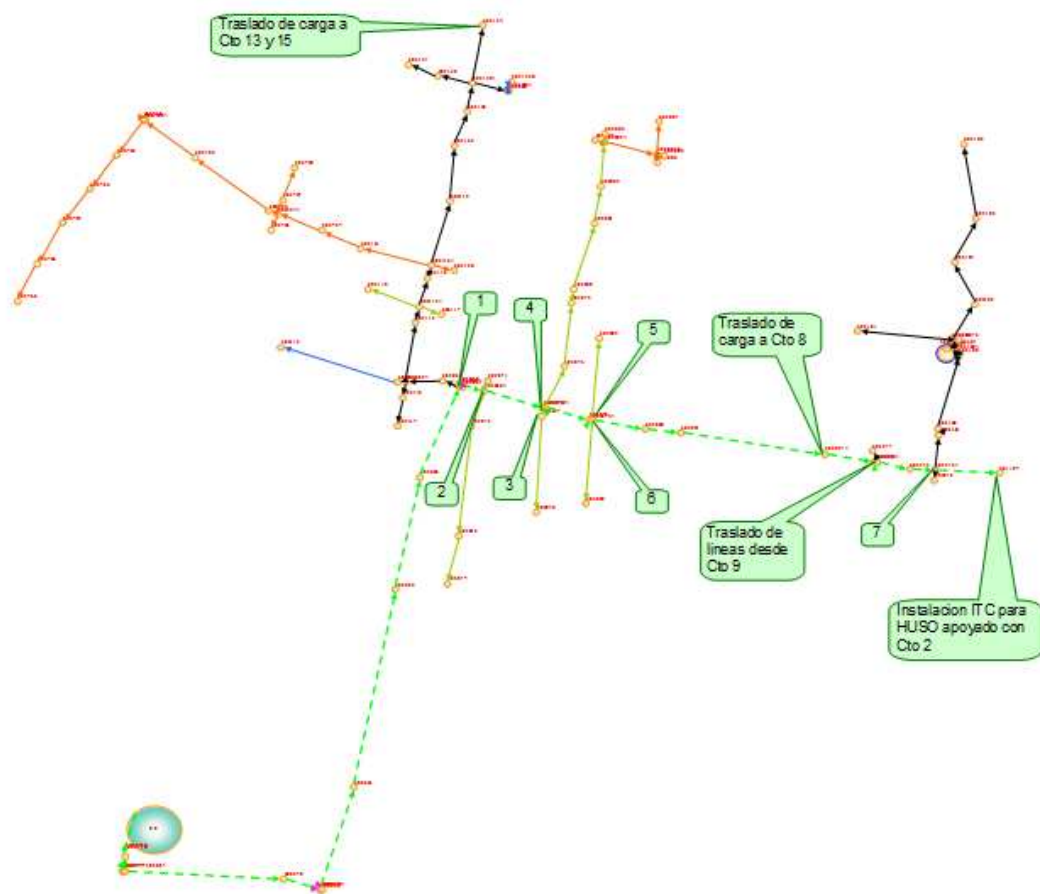
Circuito 6

Figura 69. Diagrama unifilar propuesto Circuito 6



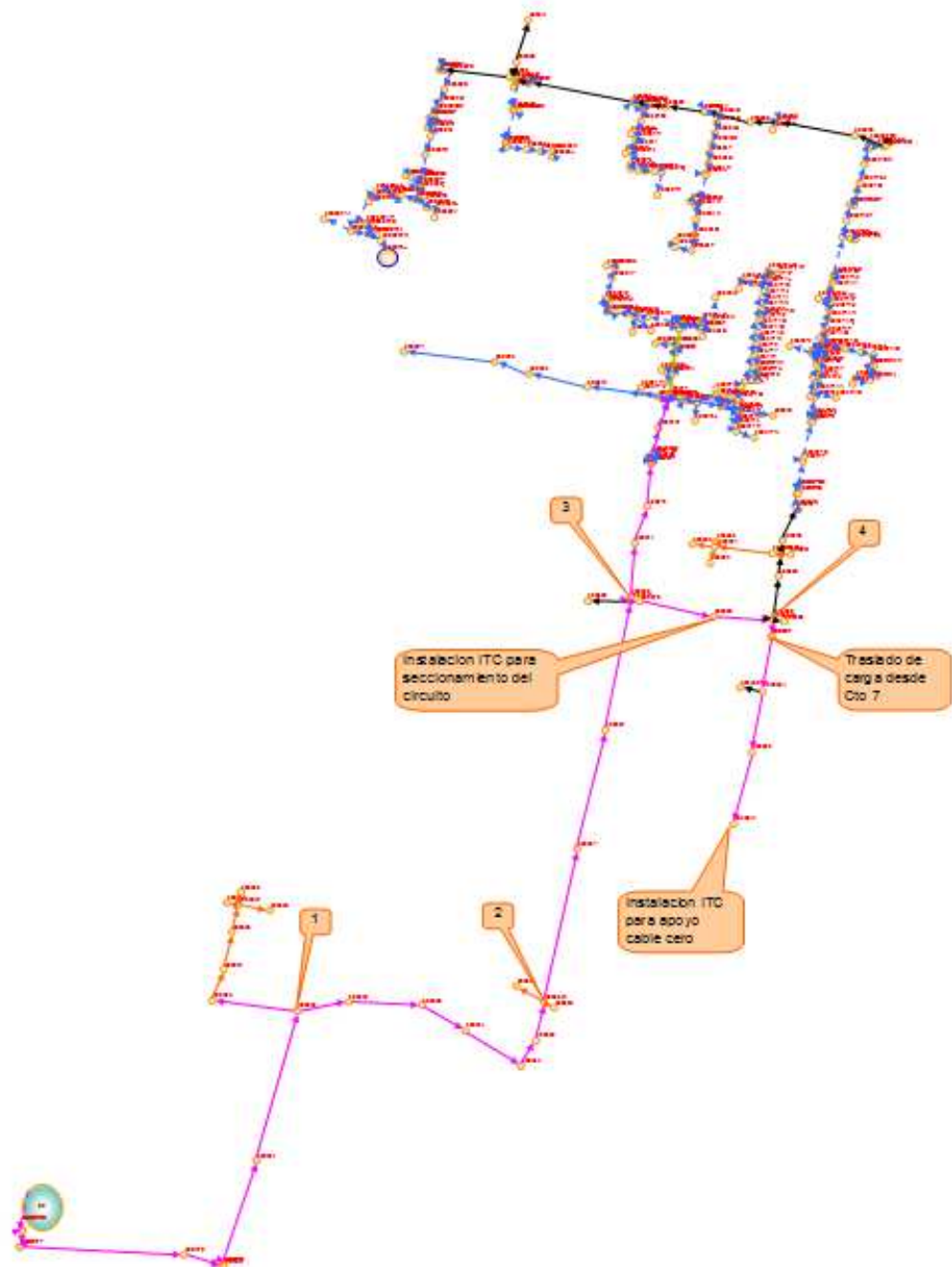
Circuito 7

Figura 70. Diagrama unifilar propuesto Circuito 7



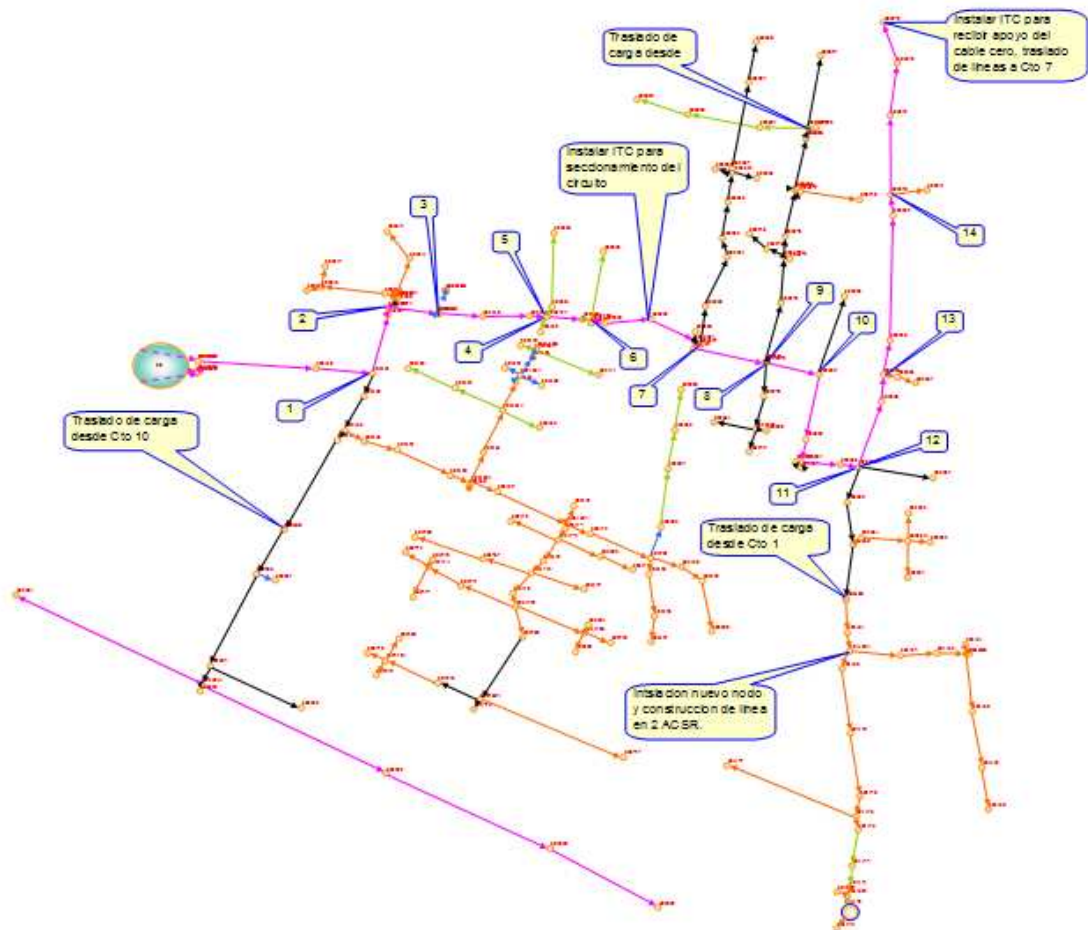
Circuito 8

Figura 71. Diagrama unifilar propuesto Circuito 8



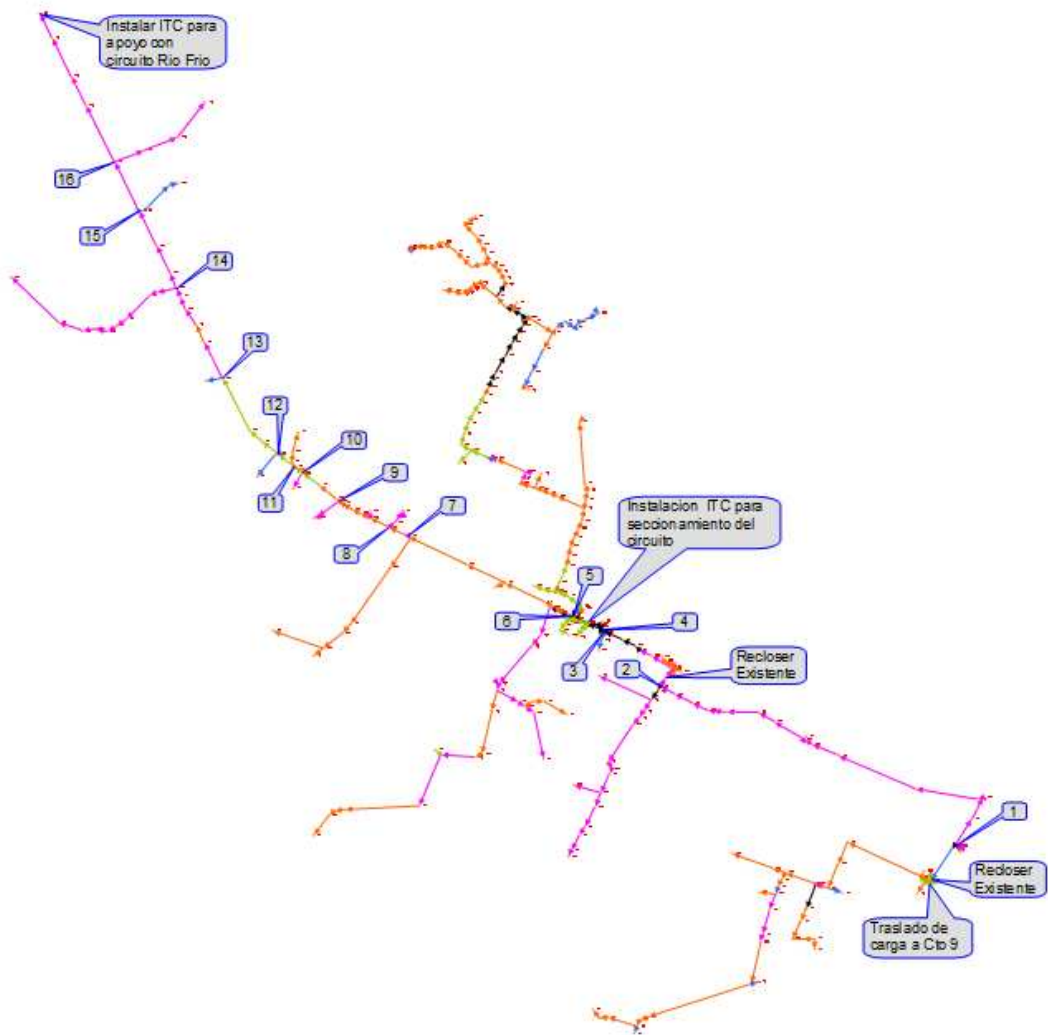
Circuito 9

Figura 72. Diagrama unifilar propuesto Circuito 9



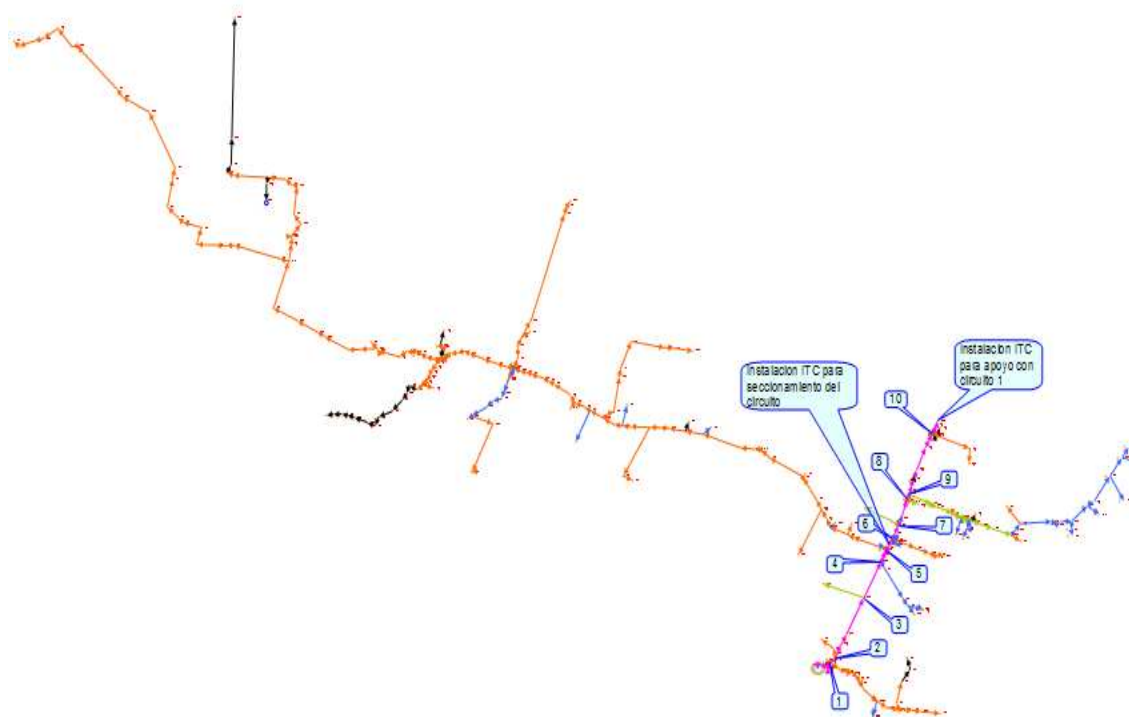
Circuito 10

Figura 73. Diagrama unifilar propuesto Circuito 10



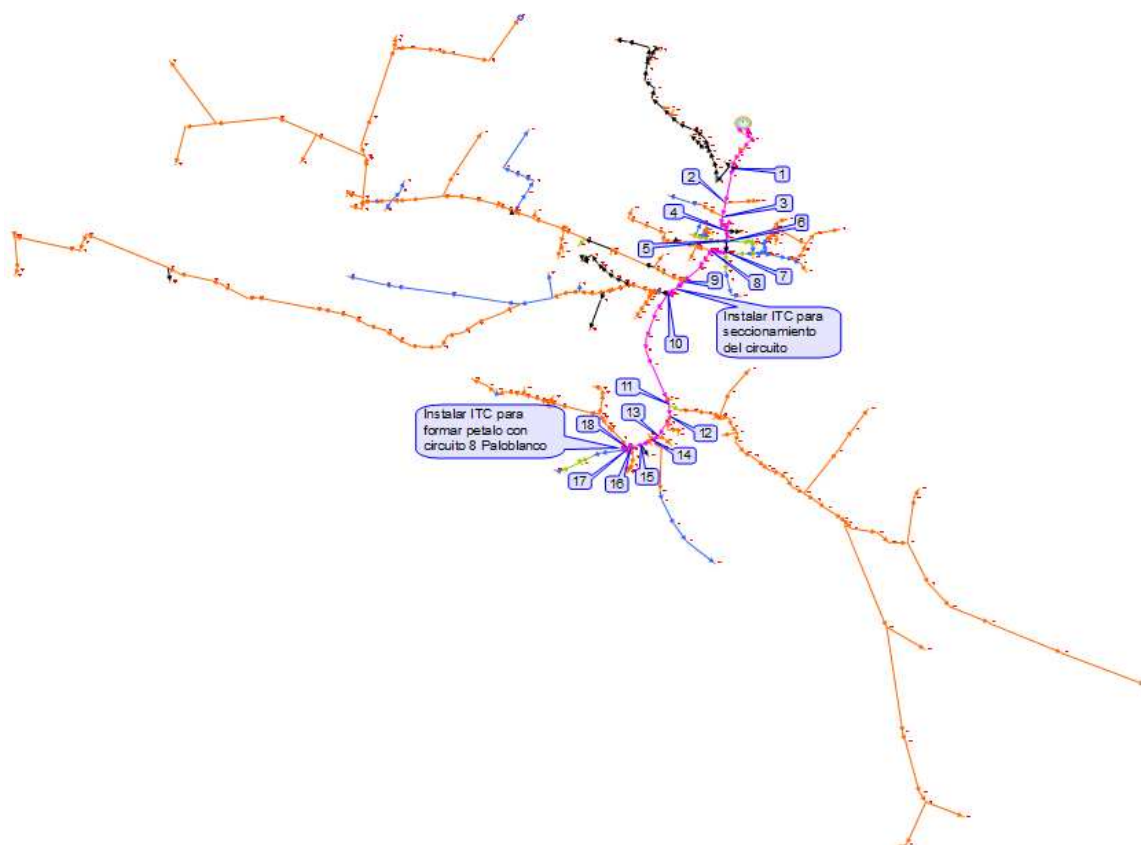
Circuito 11

Figura 74. Diagrama unifilar propuesto Circuito 11



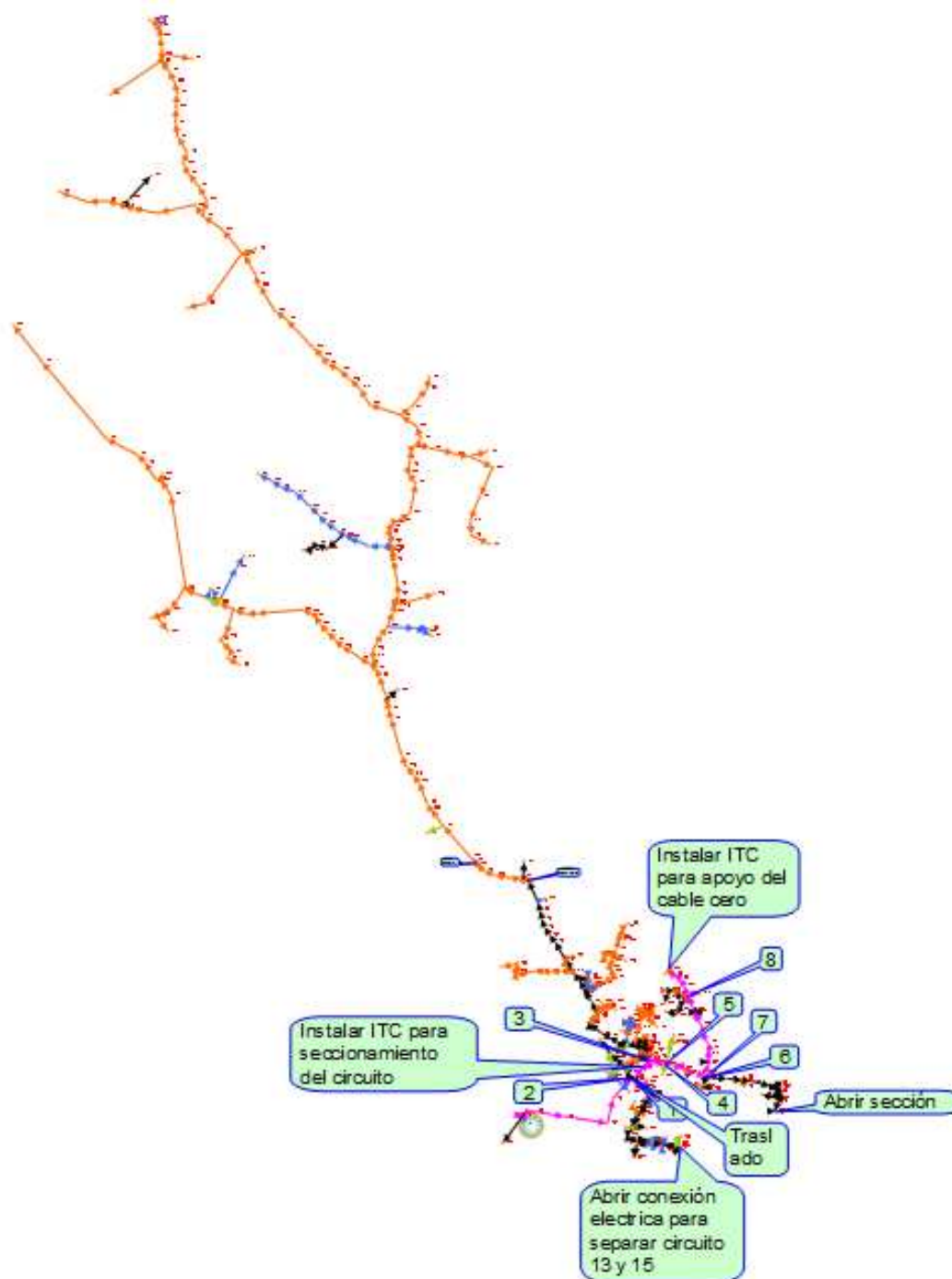
Circuito 12

Figura 75. Diagrama unifilar propuesto Circuito 12



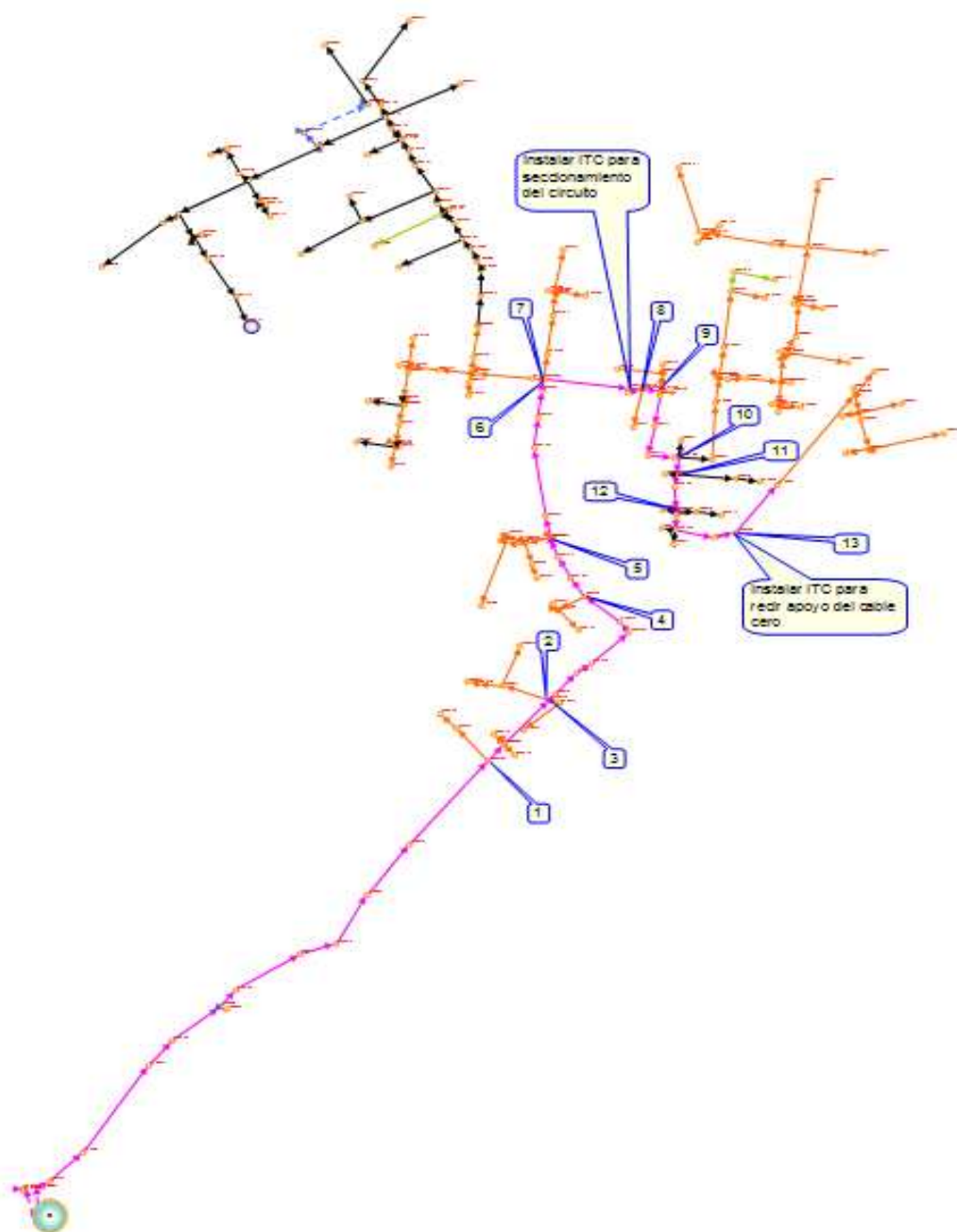
Circuito 13

Figura 76. Diagrama unifilar propuesto Circuito 13



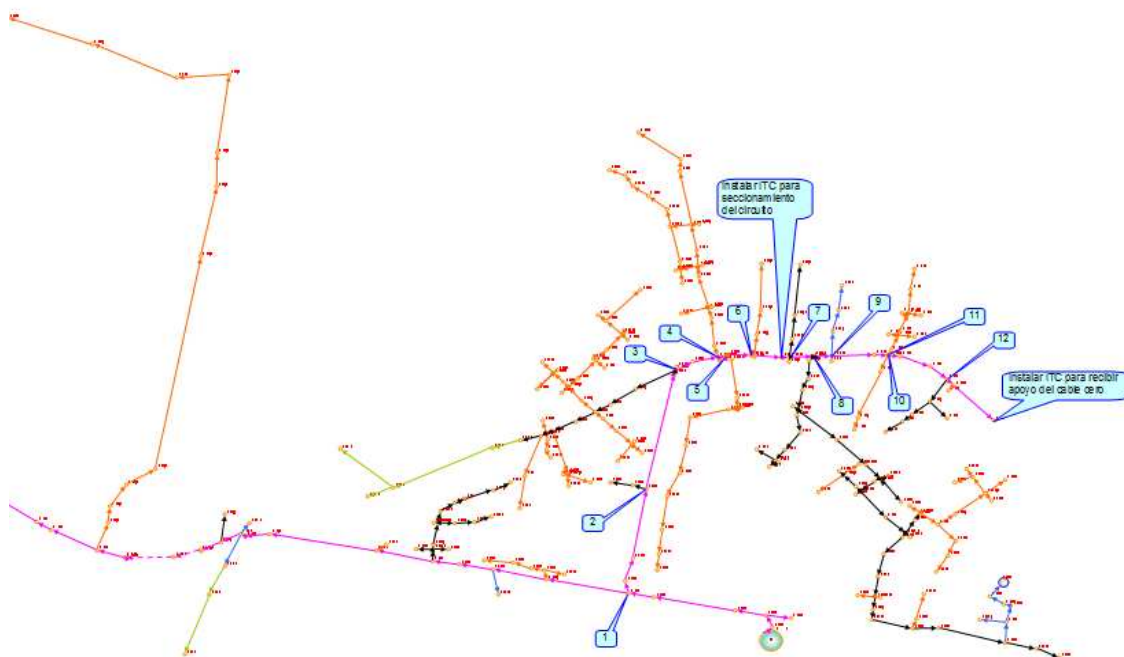
Circuito 14

Figura 77. Diagrama unifilar propuesto Circuito 14



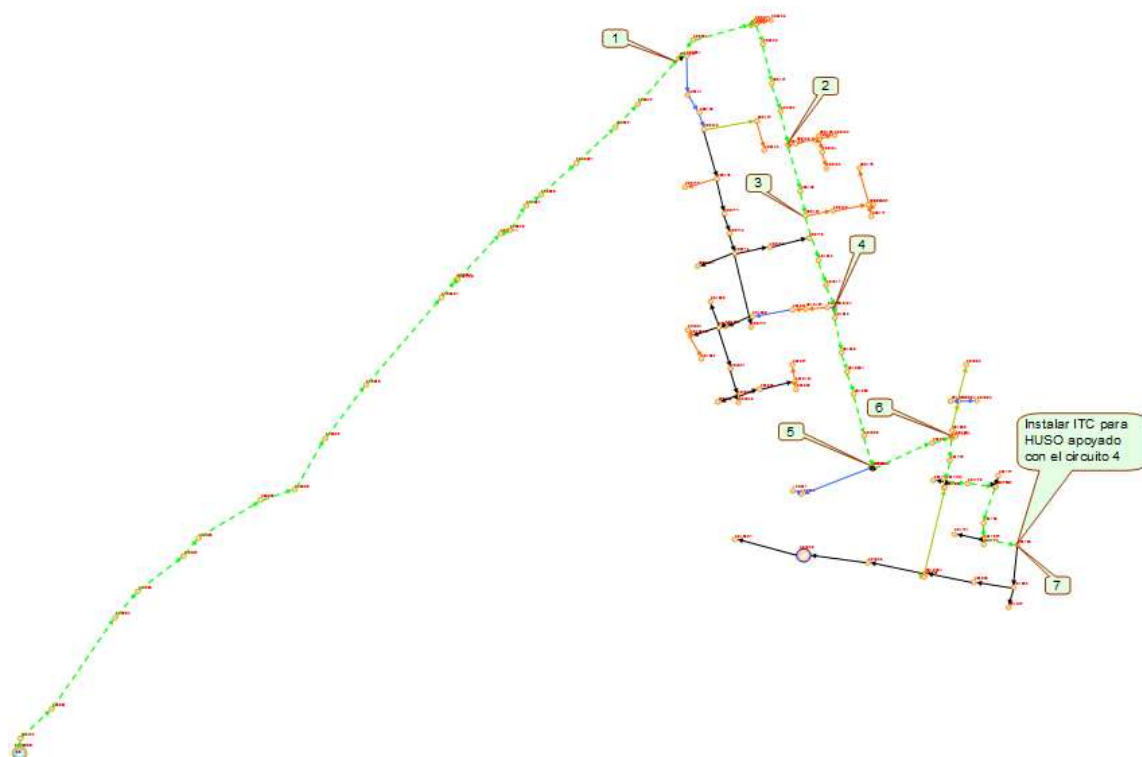
Circuito 15

Figura 78. Diagrama unifilar propuesto Circuito 15



Circuito 16

Figura 79. Diagrama unifilar propuesto Circuito 16

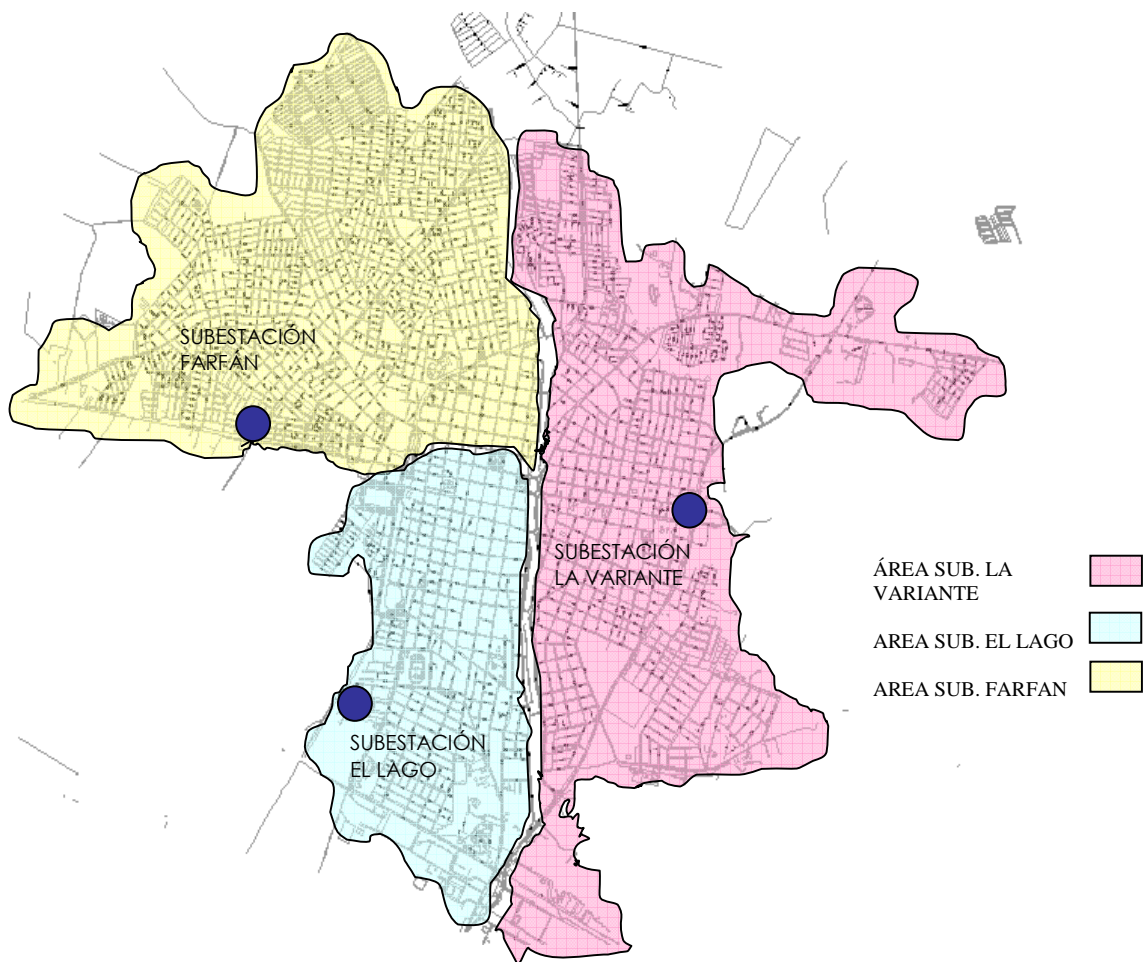


La tabla es el resumen de los resultados obtenidos y las recomendaciones a seguir para el buen funcionamiento de la propuesta de estructura de red. Podemos observar que en las troncales definidas para los circuitos deben ser uniformes en calibre 4/0 ACSR, excepto los cables ceros circuitos 16, 2, 4, 7, su calibre es 477 ACSR, el cual nos brinda una potencia máxima de 14 MVA aproximadamente en nivel de tensión II, la corriente soportada por este conductor es de 670 amperios, esto hace que tengamos que reconfigurar los relés de protección a 600 amperios, los factores de demanda aumentan, lo cual es lógico al aumentar la demanda, hay que tener en cuenta que este factor se ve proyectado a cinco años y la capacidad instalada se deje igual.

Tabla 6. Características propuestas salidas de media tensión

Subestación	Circuito	Potencia Final Instalada kVA	RTC	Calibre Cable de Potencia	Capacidad de transporte [Amp]	Calibre de la Troncal	Capacidad de transporte [Amp]	Demanda maxima MVA	Factor de Demanda	Demanda máxima esperada año 5 [MVA]
FARFAN	Cto 13	10,120.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	5.86	0.58	5.39
	Cto 14	6,977.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	3.99	0.57	3.97
	Cto 15	5,459.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	5.44	1.00	5.06
	Cto 16	2,127.5	650/5	477 ACSR	670	477 ACSR	670		0.00	
SAN PEDRO	Cto 11	3,817.5	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	2.23	0.59	2.13
	Cto 12	8,681.5	400/5	4/0 ACSR	323	4/0 ACSR	323	2.70	0.31	2.58
VARIANTE	Cto 1	9,792.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	4.35	0.44	3.97
	Cto 2	4,927.5	650/5	477 ACSR	670	477 ACSR	670	2.30	0.47	2.07
	Cto 3	4,655.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	5.13	1.10	4.71
	Cto 4	3,462.5	650/5	477 ACSR	670	477 ACSR	670	3.79	1.09	3.65
	Cto 5	6,171.0	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	2.56	0.41	2.50
	Cto 6	1,910.0	400/5	1/0 ACSR	221	1/0 ACSR	221	1.00	0.52	0.89
LAGO	Cto 7	3,870.0	650/5	477 ACSR	670	477 ACSR	670	4.35	1.12	4.00
	Cto 8	8,162.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	4.63	0.57	4.37
	Cto 9	4,737.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	2.62	0.55	2.54
	Cto 10	3,117.5	400/5	15-2/0 Cu	341	4/0 ACSR	323	2.66	0.85	2.58

Figura 80. Áreas de influencia subestaciones resultantes



7. DETERMINACIÓN ELEMENTOS DE MANIOBRA Y/O PROTECCIÓN

Las protecciones son una parte fundamental en la propuesta de flexibilización para el municipio de Tuluá, se determinaran la instalación de elementos de corte ó protección por medio de criterios técnicos y económicos mediante una metodología sencilla, se busca la limpieza de los circuitos y la optima coordinación de estos elementos; se trata de reducir a la menor cantidad de elementos en serie y la utilización de elementos de corte manuales en líneas principales definidas en los circuitos.

Un tema fundamental y que se plantea es la estandarización de fusibles en los ramales en los que se determine su instalación, esto ayuda a tener un mayor control de los materiales por parte del operador de red, además hace mas fácil la parte operativa y de mantenimiento al no tener que llevar una gran cantidad de variedades de estos incurriendo en gastos innecesarios.

7.1 DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS

Interruptor automático de cabecera. Elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de corto circuito, que opera sobre la base de relés de apertura ajustables, que protegen la línea contra corto circuitos y sobre intensidades, que se sitúa en la salida de la línea. Tiene función de reenganche automático.

Reconectador (recloser). Elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de corto circuito equipado con relés de apertura ajustables, que protegen la línea contra corto circuitos y sobre intensidades, que se sitúa en puntos intermedios de la línea principal. Debe actuar en coordinación con el interruptor de cabecera. Tiene función de reenganche automático.

Interruptor telecontrolado con lógica de autoseccionador. Elemento de protección, con poder de corte de la intensidad nominal, y poder de cierre sobre corto circuito; tiene detección de paso de falla y lógica local de autoseccionador. Tiene telecontrol.

Autoseccionador (seccionalizador). Es un aparato con poder de corte de la intensidad nominal y poder de cierre sobre corto circuito. Equipado con detección de paso de falla y una lógica local, coordinada con un interruptor automático dotado de reenganchador; o con un reconectador, situado aguas arriba, abre el Circuito, cuando éste está sin tensión.

CortaCircuitos fusibles de expulsión (XS). Aparato mecánico de protección y seccionamiento capaz de abrir un corto circuito con corrientes despreciables que incluye un elemento fusible que al fundir provoca la apertura del seccionador.

7.2 NORMALIZACIÓN DE PROTECCIONES

La normalización en las protecciones se hace urgente debido a la variabilidad de equipos instalados en las redes, hablando fundamentalmente de los fusibles o XS.

- No existe una filosofía o guía de coordinación de protecciones para Cetsa.
- No existe un proceso normalizado en todas las zonas.
- Existe alta gama de valores de fusibles en la red.
- Altos inventarios de fusibles (stock elevados).
- Gran desgaste para la mantenibilidad de la coordinación.

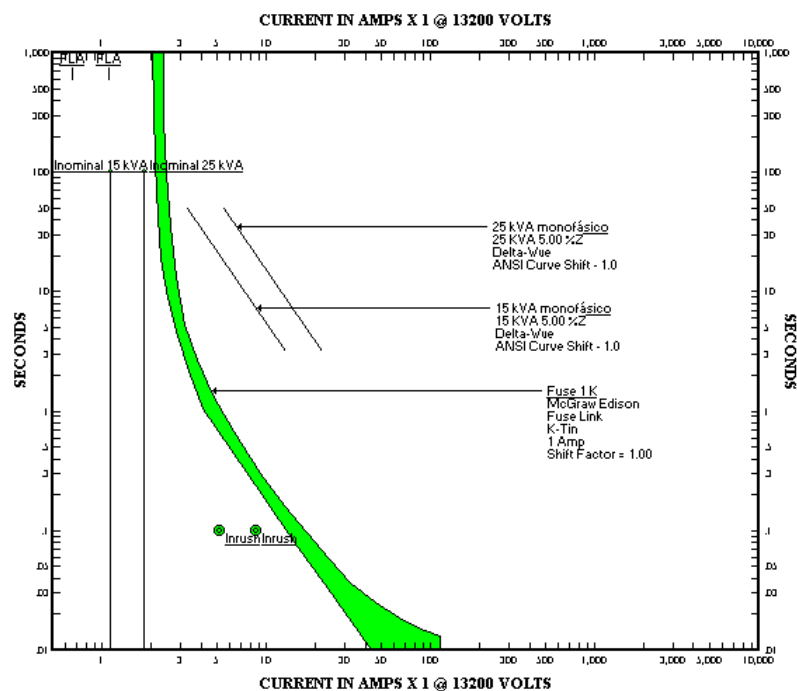
En los sistemas de distribución de potencia el fusible es uno de los dispositivos más empleados en la protección ante eventos de corto Circuito. Este dispositivo de protección debe cumplir con las siguientes funciones: sensibilidad, selectividad y velocidad.

Sensitividad es la habilidad del dispositivo para operar confiablemente bajo cualquier condición que provoque una corriente mayor a la corriente de falla mínima esperada.

Selectividad es la habilidad del dispositivo para diferenciar aquellas condiciones para las cuales se requiere una acción inmediata y condiciones donde no se requiere acción o una acción retardada.

Velocidad es la habilidad del dispositivo para operar en el tiempo requerido.

Figura 81. Gráfica Corriente Vs Tiempo



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 8.

Tabla 7. Aplicación de fusibles en transformadores de distribución

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. (TABLA ACTUAL)					
MONOFASICOS			TRIFÁSICOS		
Capacidad Transformador kVA	I nominal (A)	Fusibles Aplicables (K)	Capacidad Transformador kVA	I nominal (A)	Fusibles Aplicables (K)
15	1.13	1	15	.65	1
25	1.8	3	30	1.31	2
37.5	2.8	5	45	1.97	3
50	3.7	6	75	3.28	5
75	5.68	6	112.5	4.92	8
			150	6.5	10
			225	9.84	20
			300	13.21	20

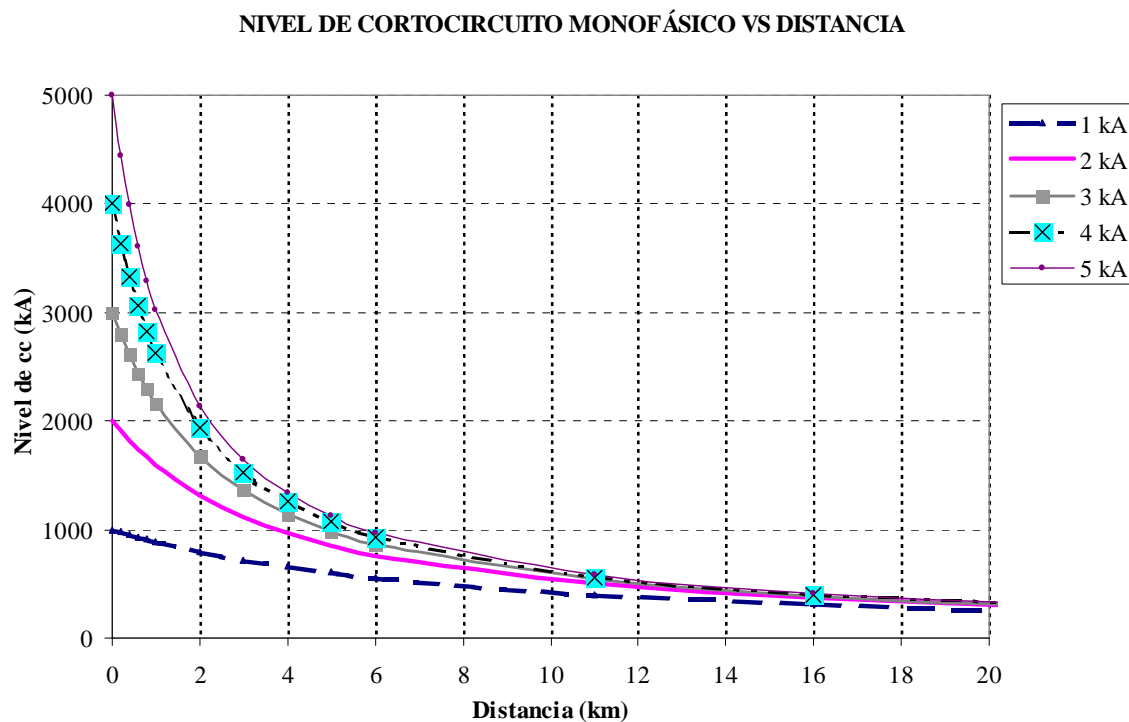
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. (TABLA PROPUESTA)					
MONOFASICOS			TRIFÁSICOS		
Capacidad Transformador kVA	I nominal (A)	Fusibles Aplicables (K)	Capacidad Transformador kVA	I nominal (A)	Fusibles Aplicables (K)
10	0,76	1	15	0.65	1
15	1.13	1	30	1.31	2
25	1.89	2	45	1.97	3
37.5	2.84	3	75	3.28	6
50	3.79	3	112.5	4.92	8
75	5.68	6	150	6.56	8
			225	9.84	15
			300	13.21	15

El fusible a instalar en el ramal se coordina bajo el principio de selectividad con los fusibles de los transformadores que alimenta (ubicar arriba la curva MMT del fusible del ramal, es decir al lado derecho de las curvas MCT de los fusibles). Esta coordinación se realiza directamente con el fusible del transformador de mayor capacidad.

El fusible a instalar debe permitir atender la carga máxima nominal del agregado de los transformadores que alimenta, es decir, debe permitir pasar la corriente resultante de la suma de las corrientes nominales de cada transformador del ramal.

El fusible debe proteger el conductor, es decir, que las curvas MMT y MCT deben estar por debajo (lado izquierdo) de las curvas de daño de los conductores.

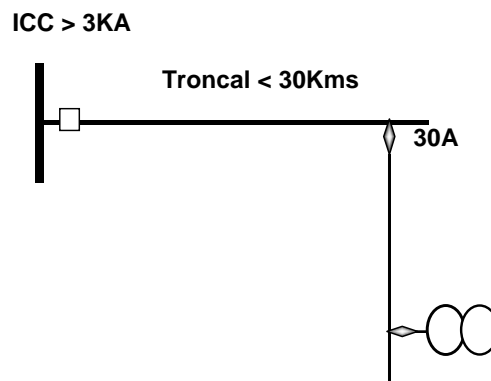
Figura 82. Gráfica Distancia Vs Nivel de Corto Circuito



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 5.

7.2.1 Criterios para el uso de corta circuitos. Se emplearan fusibles tipo K de 30 A para los ramales de Circuitos cuyo nivel de corto circuito en las barras de la sub. Sea mayor que 3 kA; y la troncal no supere los 30 km.

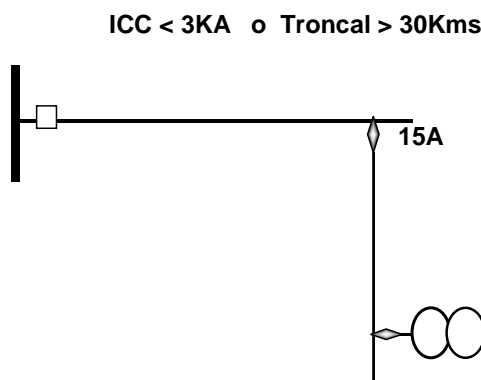
Figura 83. Ramal menor a 30 km con lcc mayor a 3 kA



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 15.

Se emplearan fusibles tipo K de 15 A para los ramales de Circuitos cuyo nivel de corto circuito en las barras de la subestación sea menor a 3 kA; o la troncal supere los 30 Km.

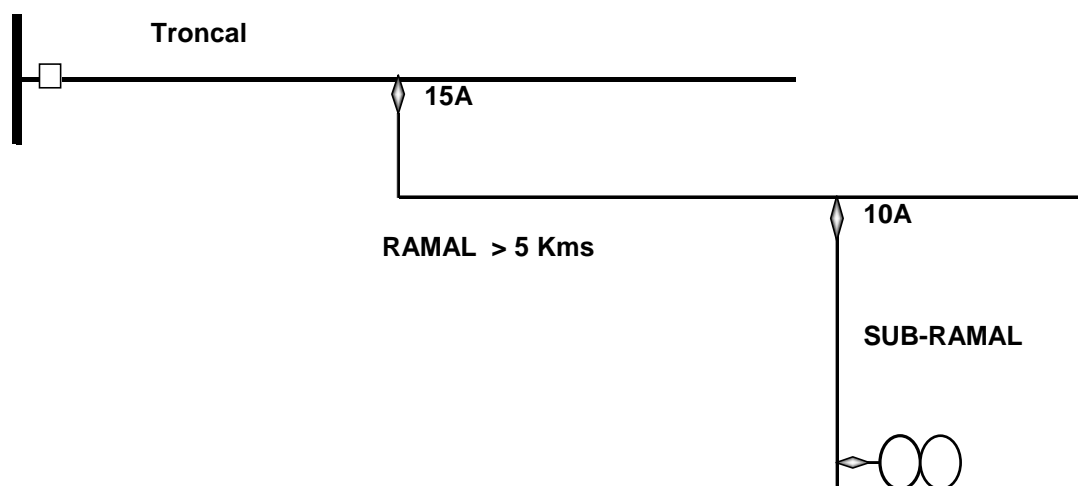
Figura 84. Ramal mayor a 30 km con lcc menor a 3 kA



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p.15.

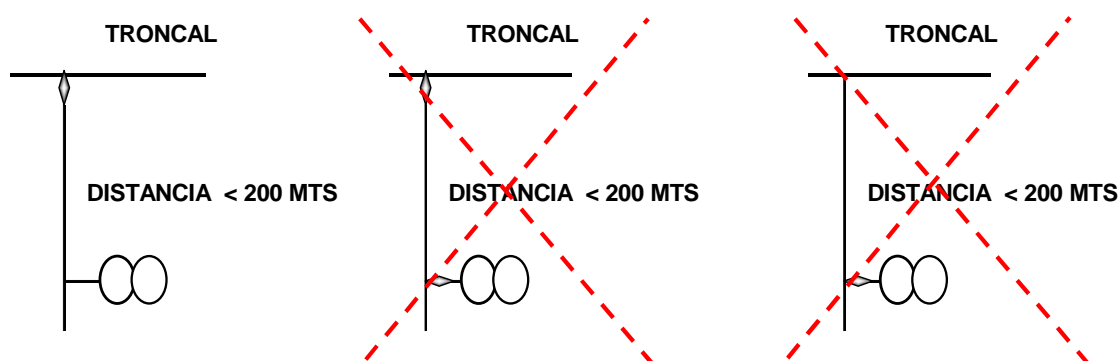
Con el ánimo de estandarizar se decidió escoger un valor único de fusibles para los ramales (30 A o 15 A) Según sea el caso.

Figura 85. Ramales con distancias mayores a 5 km



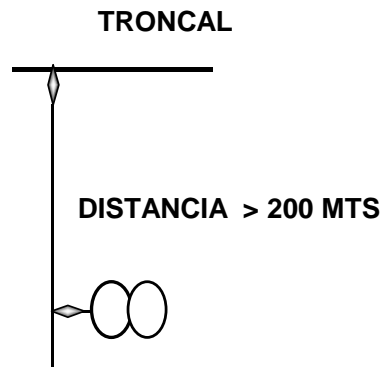
Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 17.

Figura 86. Casos de ramales no recomendados



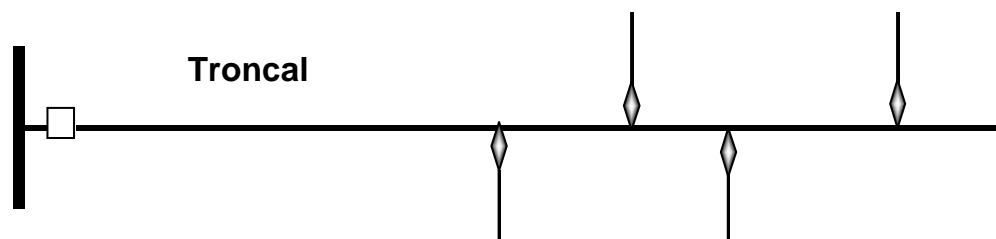
Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 20.

Figura 87. Ramales con distancia mayor a 200 m



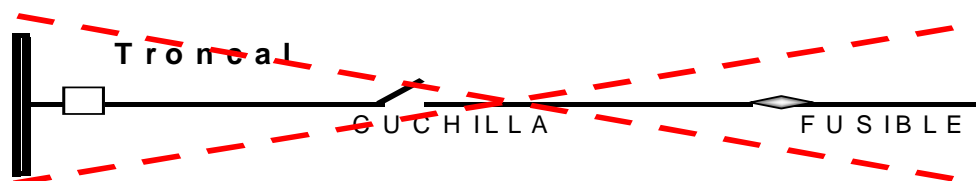
Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 21.

Figura 88. Protecciones troncales



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 23.

Figura 89. Limitaciones seccionamiento Troncales



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 24.

Figura 90. Seccionamiento de mercados



Fuente: ESCOBAR, William. Normalización en protecciones. Epsa, Santiago de Cali, 2006. p. 30.

Detector de paso de falla. Es un elemento que se activa al paso de una corriente de defecto ocasionada por una falla. La indicación puede ser del tipo bandera o luminoso y del tipo teleseñalizable.

7.3 CRITERIOS PARA USO DE PROTECCIONES TULUÁ

La protección principal de las salidas de media tensión será asumida por el interruptor de cabecera; en este proyecto no se modificarán bahías ni interruptores solo se recomendarán protecciones para ramales y cambios en las configuraciones de corrientes en los relés de protección.

Se utilizarán elementos de protección para la segmentación de mercados si se justifica económicamente. Los elementos de corte se determinarán mediante criterios técnicos y económicos, el cálculo se realizará de mediante la siguiente fórmula:

$$(P_s - P_d) \times L_d$$

Donde,

Ps Potencia instalada (kVA) en el segmento

Pd Potencia instalada (kVA) en la derivada

Ld Longitud derivada

Cabe anotar que en las líneas principales de las salidas de media tensión no irán protección, se seccionarán con interruptores telecontrolados y se acondicionarán con detectores de paso de falla teleseñalizables.

La ubicación de estos interruptores el criterio a seguir es el de simetría entre la capacidad instalada de los segmentos de la línea principal.

El cálculo de las líneas principales y derivadas se resumirá a la siguiente sencilla tabla:

Tabla 8. Criterios técnico – económicos de las protecciones

Línea Principal Urbana Apoyada			Potencia Instalada	<=5000	>=5000 <= 10000	>= 10000	>=10000 <= 15000	>=15000	P*L >= 600 MW*KM
			Longitud	Cualquiera	Cualquiera	L<=10	L>=10	L>=10	
			No. Telecontroles	Sin Telecontrol	1 Reconnect	1 Reconnect	2 Reconnect	2 Reconnect	3 Reconnect
Segmento en que está la derivada			(Ps-Pd) Ld sin incluir subderivadas en Ld	Elemento de Maniobra y/o Protección a instalar en la derivada					
Cualquier	A	<=	15000	XS	XS	XS	XS	XS	XS
	B	<=	30000	XS	XS	Autosecc	Autosecc	Autosecc	Autosecc
	C	<=	60000	XS	Autosecc	Autosecc	Autosecc	Autosecc	Autosecc
	D	>	60000	XS	Autosecc	Recloser	Recloser	Recloser	Recloser
	E		Más de 2000 kVA	XS	XS	XS	XS	XS	XS

Circuito 1

Tabla 9. Capacidad instalada ramales Circuito 1

Capacidad Instalada (KVA)	9792.00
Potencia Activa (kw)	8910.72
Potencia Reactiva (kvar)	4059.84
Longitud Total (mts)	6908.90
Factor de Potencia	0.91

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
7,425.16	d1	1	1	39.37	17.00	42.88	25.60
	d2	1	2	558.00	240.92	607.79	598.50
	d3	1	3	96.78	12.21	97.55	623.10
	d4	1	4	1,453.95	628.18	1,583.85	263.50
	d5	1	5	4,311.95	1,860.25	4,696.11	5,089.60
2,366.84	d1	2	6	131.24	56.65	142.94	92.80
	d2	2	7	212.19	91.60	231.12	298.50
	d3	2	8	321.62	138.87	350.32	539.40
	d4	2	9	341.41	147.37	371.86	874.70
	d5	2	10	56.87	24.55	61.94	762.50
	d6	2	11	13.12	5.67	14.29	536.60
	d7	2	12	91.89	39.67	100.09	458.40
	d8	2	13	13.12	5.67	14.29	346.80
	d9	2	14	56.90	24.56	61.97	3,413.00
	d10	2	15	13.12	5.67	14.29	104.20
	d11	2	16	8.75	3.78	9.53	460.10
	d12	2	17	269.11	116.18	293.12	404.90
	d13	2	18	56.90	24.56	61.97	1,697.90
	d14	2	19	13.12	5.67	14.29	389.40
	d15	2	20	113.77	49.11	123.92	829.20
	d16	2	21	172.96	74.68	188.39	1,513.30

Tabla 10. Protecciones ramales Circuito 1

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	7,425.16	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.0256	42.88	188.98629	XS
d2			0.5985	607.79	4080.19733	XS
d3			0.6231	97.55	4565.83584	XS
d4			0.2635	1,583.85	1539.18532	XS
d5			5.0896	4,696.11	13889.7787	XS

SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	2,366.84	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.0928	142.94	206.377449	XS
d2			0.2985	231.12	637.513117	XS
d3			0.5394	350.32	1087.71048	XS
d4			0.8747	371.86	1745.00995	XS
d5			0.7625	61.94	1757.48382	XS
d6			0.5366	14.29	1262.37659	XS
d7			0.4584	100.09	1039.07919	XS
d8			0.3468	14.29	815.863215	XS
d9			3.4130	61.97	7866.5053	XS
d10			0.1042	14.29	245.135372	XS
d11			0.4601	9.53	1084.59739	XS
d12			0.4049	293.12	839.649969	XS
d13			1.6979	61.97	3913.43081	XS
d14			0.3894	14.29	916.081707	XS
d15			0.8292	123.92	1859.83142	XS
d16			1.5133	188.39	3296.64176	XS

Circuito 2

Tabla 11. Capacidad instalada ramales Circuito 2

Capacidad Instalada (KVA)	4927.50
Potencia Activa (kw)	4434.75
Potencia Reactiva (kvar)	2147.85
Longitud Total (mts)	1538.60
Factor de Potencia	0.90

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
4,927.50	d1	1	1	66.74	31.43	73.77	64.40
	d2	1	2	84.54	39.81	93.44	703.60
	d3	1	3	46.73	5.88	47.10	51.40
	d4	1	4	2,550.54	1,204.09	2,820.48	1,073.70
	d5	1	5	1,400.43	658.76	1,547.63	1,259.10

Tabla 12. Protecciones ramales Circuito 2

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	4,927.50	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.06	73.77	312.580186	XS
d2			0.70	93.44	3401.24155	XS
d3			0.05	47.10	250.852638	XS
d4			1.07	2820.48	2262.31126	XS
d5			1.26	1547.63	4255.59012	XS

Circuito 3

Tabla 13. Capacidad instalada ramales Circuito 3

Capacidad Instalada (KVA)	4655.50
Potencia Activa (kw)	4283.06
Potencia Reactiva (kvar)	1824.58
Longitud Total (mts)	3099.70
Factor de Potencia	0.92

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
4,655.00	d1	1	1	40.46	16.55	43.71	71.80
	d2	1	2	202.33	82.73	218.59	207.90
	d3	1	3	101.16	41.36	109.29	41.30
	d4	1	4	101.16	41.36	109.29	86.00
	d5	1	5	101.16	41.36	109.29	119.10
	d6	1	6	112.41	45.96	121.44	146.20
	d7	1	7	44.96	18.38	48.57	58.10
	d8	1	8	40.46	16.55	43.71	97.30
	d9	1	9	168.62	68.94	182.17	254.70
	d10	1	10	168.64	68.96	182.19	387.90
	d11	1	11	78.68	32.17	85.00	108.30
	d12	1	12	33.72	13.79	36.43	81.50
	d13	1	13	44.96	18.38	48.57	68.80
	d14	1	14	1,790.38	733.41	1,934.77	4,792.20
	d15	1	15	134.88	55.15	145.72	107.40

Tabla 14. Protecciones ramales Circuito 3

SECTOR 1					
Sector 1:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	4,655.50				
d1		0.072	43.71	331.13	XS
d2		0.208	218.59	922.43	XS
d3		0.041	109.29	187.76	XS
d4		0.086	109.29	390.97	XS
d5		0.119	109.29	541.45	XS
d6		0.146	121.44	662.88	XS
d7		0.058	48.57	267.66	XS
d8		0.097	43.71	448.73	XS
d9		0.255	182.17	1,139.36	XS
d10		0.388	182.19	1,735.20	XS
d11		0.108	85.00	494.98	XS
d12		0.082	36.43	376.45	XS
d13		0.069	48.57	316.96	XS
d14		4.792	1,934.77	13,038.26	XS
d15		0.107	145.72	484.35	XS

Circuito 4

Tabla 15. Capacidad instalada ramales Circuito 4

Capacidad Instalada (KVA)	3462.50
Potencia Activa (kw)	3324.00
Potencia Reactiva (kvar)	969.50
Longitud Total (mts)	1562.40
Factor de Potencia	0.96

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
3,462.50	d1	1	1	2,498.31	722.38	2,600.65	1,128.10
	d2	1	2	43.12	12.43	44.88	55.50
	d3	1	3	280.32	80.82	291.74	290.20

Tabla 16. Protecciones ramales Circuito 4

SECTOR 1					
S1	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	3,462.50				
d1		1.1281	2,600.65	972.252	XS
d2		0.0555	44.88	189.678	XS
d3		0.2902	291.74	920.155	XS

Circuito 5

Tabla 17. Capacidad instalada ramales Circuito 5

Capacidad Instalada (KVA)	6171.00
Potencia Activa (kw)	6047.58
Potencia Reactiva (kvar)	1228.01
Longitud Total (mts)	3400.00
Factor de Potencia	0.98

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
3,063.15	d1	1	1	372.66	67.59	378.74	1,248.50
	d2	1	2	9.00	1.74	9.17	-
	d3	1	3	288.01	52.21	292.70	112.90
	d4	1	4	1,562.88	286.28	1,588.88	4,980.60
	d5	1	5	626.56	114.42	636.92	2,055.20
	d6	1	6	43.20	7.83	43.90	56.90
	d7	1	7	120.00	21.75	121.96	224.60
	d8	1	8	-	-	-	-
3,107.85	d1	2	9	60.00	10.87	60.98	127.50
	d2	2	10	393.72	71.37	400.14	130.50
	d3	2	11	24.00	4.35	24.39	50.10
	d4	2	12	158.40	28.71	160.98	1,112.10
	d5	2	13	216.04	39.17	219.56	429.00
	d6	2	14	341.02	61.85	346.58	468.30
	d7	2	15	206.41	37.42	209.77	241.20
	d8	2	16	28.80	5.22	29.27	70.60
	d9	2	17	72.00	13.05	73.17	187.70
	d10	2	18	72.00	13.05	73.17	88.20
	d11	2	19	143.99	26.10	146.34	111.20
	d12	2	20	72.00	13.05	73.17	52.90

Tabla 18. Protecciones ramales Circuito 5

SECTOR 1					
Sector 1:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	3,063.15				
d1		1.25	378.74	3,351.48	XS
d2		0.00	9.17	0.00	XS
d3		0.11	292.70	312.78	XS
d4		4.98	1,588.88	7,342.72	XS
d5		2.06	636.92	4,986.38	XS
d6		0.06	43.90	171.79	XS
d7		0.22	121.96	660.59	XS
d8		0.00	0.00	0.00	XS

Sector 2:					
Sector 2:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	3,107.85				
d1		0.13	60.98	382.78	XS
d2		0.13	400.14	347.52	XS
d3		0.05	24.39	152.24	XS
d4		1.11	160.98	3,227.50	XS
d5		0.43	219.56	1,219.90	XS
d6		0.47	346.58	1,272.17	XS
d7		0.24	209.77	688.23	XS
d8		0.07	29.27	214.19	XS
d9		0.19	73.17	561.22	XS
d10		0.09	73.17	263.72	XS
d11		0.11	146.34	324.35	XS
d12		0.05	73.17	158.17	XS

Circuito 6

Tabla 19. Capacidad instalada ramales Circuito 6

Capacidad Instalada (KVA)	1910.00
Potencia Activa (kw)	1699.90
Potencia Reactiva (kvar)	870.88
Longitud Total (mts)	1244.10
Factor de Potencia	0.89

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
725.53	d1	1	1	265.63	136.19	298.51	345.90
	d2	1	2	265.57	136.18	298.45	173.00
	d3	1	3	442.46	226.91	497.25	20.90
1,184.47	d1	2	4	165.92	85.09	186.47	53.10
	d2	2	5	97.34	49.92	109.39	22.80
	d3	2	6	132.74	68.07	149.18	55.10
	d4	2	7	232.31	119.13	261.07	17.70

Tabla 20. Protecciones ramales Circuito 6

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	725.53	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.3459	298.51	147.706987	XS
d2			0.1730	298.45	73.8848705	XS
d3			0.0209	497.25	4.771026	XS

SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	1,184.47	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.0531	186.47	52.9939753	XS
d2			0.0228	109.39	24.5117246	XS
d3			0.0551	149.18	57.0446969	XS
d4			0.0177	261.07	16.3440968	XS

Circuito 7

Tabla 21. Capacidad instalada ramales Circuito 7

Capacidad Instalada (KVA)	3870.00
Potencia Activa (kw)	3366.90
Potencia Reactiva (kvar)	1908.11
Longitud Total (mts)	1746.30
Factor de Potencia	0.87

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
3,870.00	d1	1	1	1,222.12	681.40	1,399.24	586.20
	d2	1	2	171.39	94.08	195.51	279.30
	d3	1	3	85.68	47.04	97.74	150.10
	d4	1	4	533.87	292.99	608.98	507.20
	d5	1	5	128.51	70.55	146.60	116.40
	d6	1	6	42.84	23.52	48.87	118.90
	d7	1	7	1,069.61	587.38	1,220.28	493.80

Tabla 22. Protecciones ramales Circuito 7

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	3,870.00	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.5862	1,399.24	1448.35728	XS
d2			0.2793	195.51	1026.28404	XS
d3			0.1501	97.74	566.215676	XS
d4			0.5072	608.98	1653.98781	XS
d5			0.1164	146.60	433.403537	XS
d6			0.1189	48.87	454.332139	XS
d7			0.4938	1,220.28	1308.43223	XS

Circuito 8

Tabla 23. Capacidad instalada ramales Circuito 8

Capacidad Instalada (KVA)	8162.50
Potencia Activa (kw)	7427.88
Potencia Reactiva (kvar)	3384.24
Longitud Total (mts)	2090.80
Factor de Potencia	0.91

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
3,949.41	d1	1	1	227.42	96.75	247.14	265.00
	d2	1	2	64.97	27.64	70.61	41.80
	d3	1	3	2,977.34	1,272.66	3,237.93	574.40
4,213.09	d1	2	4	3,736.81	1,604.75	4,066.81	1,300.90

Tabla 24. Capacidad Protecciones ramales Circuito 8

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	3,949.41	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.2650	247.14	981.099368	XS
d2			0.0418	70.61	162.133893	XS
d3			0.5744	3,237.93	408.669656	XS

SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	4,213.09	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			1.3009	4,066.81	190.295996	XS

Circuito 9

Tabla 25. Capacidad instalada ramales Circuito 9

Capacidad Instalada (KVA)	4737.50
Potencia Activa (kw)	4548.00
Potencia Reactiva (kvar)	1326.50
Longitud Total (mts)	1942.40
Factor de Potencia	0.96

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
2,528.38	d1	1	1	1,954.29	480.71	2,012.54	998.60
	d2	1	2	238.79	58.52	245.86	134.90
	d3	1	3	504.08	123.53	519.00	41.40
	d4	1	4	-	-	-	-
	d5	1	5	40.33	9.88	41.52	132.90
	d6	1	6	79.59	19.50	81.94	105.60
2,209.12	d1	2	7	318.43	78.07	327.86	496.60
	d2	2	8	100.82	24.71	103.80	138.50
	d3	2	9	506.90	124.29	521.92	488.00
	d4	2	10	-	-	-	-
	d5	2	11	565.87	138.76	582.63	732.70
	d6	2	12	79.59	19.50	81.94	107.80
	d7	2	13	53.06	13.00	54.63	48.40
	d8	2	14	53.06	13.00	54.63	52.10

Tabla 26. Protecciones ramales Circuito 9

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	2,528.38	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.9986	2,012.54	515.112068	XS
d2			0.1349	245.86	307.912165	XS
d3			0.0414	519.00	83.1884272	XS
d4			-	-	0	XS
d5			0.1329	41.52	330.503058	XS
d6			0.1056	81.94	258.343408	XS
SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	2,209.12	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.4966	327.86	934.234509	XS
d2			0.1385	103.80	291.586583	XS
d3			0.4880	521.92	823.356962	XS
d4			-	-	0	XS
d5			0.7327	582.63	1191.72741	XS
d6			0.1078	81.94	229.309813	XS
d7			0.0484	54.63	104.277456	XS
d8			0.0521	54.63	112.24908	XS

Circuito 10

Tabla 27. Capacidad instalada ramales Circuito 10

Capacidad Instalada (KVA)	3117.50
Potencia Activa (kw)	3086.33
Potencia Reactiva (kvar)	439.78
Longitud Total (mts)	13416.10
Factor de Potencia	0.99

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
1,188.17	d1	1	1	303.73	33.80	305.60	4,635.90
	d2	1	2	252.65	27.93	254.19	1,988.30
	d3	1	3	79.36	8.74	79.84	201.60
	d4	1	4	72.14	7.95	72.58	102.20
1,929.33	d1	2	5	734.68	83.23	739.38	5,855.70
	d2	2	6	459.95	50.83	462.75	3,956.90
	d3	2	7	96.27	10.64	96.86	1,908.70
	d4	2	8	72.15	7.95	72.59	211.70
	d5	2	9	14.43	1.59	14.52	297.30
	d6	2	10	4.81	0.53	4.84	182.00
	d7	2	11	108.23	11.93	108.89	363.20
	d8	2	12	4.81	0.53	4.84	309.40
	d9	2	13	4.81	0.53	4.84	157.00
	d10	2	14	110.70	12.21	111.37	1,907.20
	d11	2	15	108.24	11.93	108.90	484.60
	d12	2	16	125.05	13.77	125.81	1,071.60

Tabla 28. Protecciones ramales Circuito 10

SECTOR 1					
Sector 1:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	1,188.17				
d1		4.636	305.60	4,091.49	XS
d2		1.988	254.19	1,857.03	XS
d3		0.202	79.84	223.44	XS
d4		0.102	72.58	114.01	XS

SECTOR 2					
Sector 2:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	1,929.33				
d1		5.856	739.38	2,627.98	XS
d2		3.957	462.75	2,870.42	XS
d3		1.909	96.86	2,082.99	XS
d4		0.212	72.59	236.17	XS
d5		0.297	14.52	348.93	XS
d6		0.182	4.84	215.37	XS
d7		0.363	108.89	392.00	XS
d8		0.309	4.84	366.12	XS
d9		0.157	4.84	185.78	XS
d10		1.907	111.37	2,053.67	XS
d11		0.485	108.90	523.02	XS
d12		1.072	125.81	1,138.43	XS

Circuito 11

Tabla 29. Capacidad instalada ramales Circuito 11

Capacidad Instalada (KVA)	3817.50
Potencia Activa (kw)	3626.63
Potencia Reactiva (kvar)	1192.01
Longitud Total (mts)	3256.50
Factor de Potencia	0.95

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
2,657.13	d1	1	1	328.04	101.78	343.47	1,582.20
	d2	1	2	85.89	26.63	89.92	293.50
	d3	1	3	22.60	7.01	23.66	529.80
	d4	1	4	45.21	14.02	47.33	730.30
	d5	1	5	1,914.92	620.17	2,012.84	12,745.10
1,160.37	d1	2	6	203.41	63.07	212.96	685.30
	d2	2	7	9.04	2.80	9.46	464.90
	d3	2	8	45.20	14.01	47.32	146.70
	d4	2	9	516.47	160.18	540.74	3,117.40
	d5	2	10	9.04	2.80	9.46	666.30

Tabla 30. Protecciones ramales Circuito 11

SECTOR 1					
Sector 1:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	2,657.13				
d1		1.582	343.47	3,660.68	XS
d2		0.294	89.92	753.48	XS
d3		0.530	23.66	1,395.21	XS
d4		0.730	47.33	1,905.94	XS
d5		12.745	2,012.84	8,211.55	XS

SECTOR 2					
Sector 2:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	1,160.37				
d1		0.685	212.96	1,674.99	XS
d2		0.465	9.46	1,230.90	XS
d3		0.147	47.32	382.86	XS
d4		3.117	540.74	6,597.64	XS
d5		0.666	9.46	1,764.14	XS

Circuito 12

Tabla 31. Capacidad instalada ramales Circuito 12

Capacidad Instalada (KVA)	8681.50
Potencia Activa (kw)	8334.24
Potencia Reactiva (kvar)	2430.82
Longitud Total (mts)	3406.40
Factor de Potencia	0.96

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
4,925.51	d1	1	1	1,283.21	343.42	1,328.37	1,862.80
	d2	1	2	14.93	3.95	15.44	252.70
	d3	1	3	64.68	17.13	66.91	453.70
	d4	1	4	124.39	32.95	128.68	116.30
	d5	1	5	201.54	53.39	208.49	374.00
	d6	1	6	545.32	144.49	564.14	1,085.30
	d7	1	7	94.54	25.04	97.80	535.80
	d8	1	8	311.09	82.44	321.83	848.30
	d9	1	9	2,054.34	555.02	2,127.99	5,131.30
3,755.99	d1	2	10	2,037.14	541.91	2,107.99	5,823.50
	d2	2	11	266.73	70.79	275.96	4,764.40
	d3	2	12	37.32	9.89	38.61	242.30
	d4	2	13	37.32	9.89	38.61	126.30
	d5	2	14	14.93	3.95	15.44	1,230.90
	d6	2	15	74.63	19.77	77.20	130.00
	d7	2	16	89.57	23.73	92.66	210.60
	d8	2	17	79.64	21.10	82.39	599.30
	d9	2	18	403.66	107.08	417.62	1,380.40

Tabla 32. Protecciones ramales Circuito 12

SECTOR 1					
Sector 1:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	4,925.51				
d1		1.863	1,328.37	6,700.76	XS
d2		0.253	15.44	1,240.77	XS
d3		0.454	66.91	2,204.35	XS
d4		0.116	128.68	557.87	XS
d5		0.374	208.49	1,764.17	XS
d6		1.085	564.14	4,733.40	XS
d7		0.536	97.80	2,586.69	XS
d8		0.848	321.83	3,905.31	XS
d9		5.131	2,127.99	14,354.92	XS

SECTOR 2					
Sector 2:	Ps(x)(KVA)	L.s(x).d(y)	p.d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
	3,755.99				
d1		5.824	2,107.99	16,407.88	XS
d2		4.764	275.96	22,152.32	XS
d3		0.242	38.61	1,184.10	XS
d4		0.126	38.61	617.22	XS
d5		1.231	15.44	6,043.81	XS
d6		0.130	77.20	630.28	XS
d7		0.211	92.66	1,017.80	XS
d8		0.599	82.39	2,902.49	XS
d9		1.380	417.62	6,222.70	XS

Circuito 13

Tabla 33. Capacidad instalada ramales Circuito 13

Capacidad Instalada (KVA)	10120.00
Potencia Activa (kw)	9310.40
Potencia Reactiva (kvar)	3966.21
Longitud Total (mts)	2489.90
Factor de Potencia	0.92

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
4,523.97	d1	1	1	3,481.96	1,403.55	3,754.20	954.20
	d2	1	2	380.40	152.01	409.65	386.30
5,596.03	d1	2	3	3,507.82	1,418.20	3,783.66	9,844.10
	d2	2	4	64.82	25.90	69.80	92.20
	d3	2	5	172.88	69.08	186.17	226.40
	d4	2	6	97.24	38.85	104.71	187.20
	d5	2	7	317.73	126.99	342.17	737.20
	d6	2	8	237.70	94.99	255.98	247.80

Tabla 34. Protecciones ramales Circuito 13

SECTOR 1					
S1	Ps(x)(KVA)	4,523.97	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld
d1			0.954	3,754.20	734.512398
d2			0.386	409.65	1589.36085
SECTOR 2					
S2	Ps(x)(KVA)	5,596.03	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld
d1			9.844	3,783.66	17841.187
d2			0.092	69.80	509.518587
d3			0.226	186.17	1224.79324
d4			0.187	104.71	1027.97534
d5			0.737	342.17	3873.15078
d6			0.248	255.98	1323.26625

Circuito 14

Tabla 35. Capacidad instalada ramales Circuito 14

Capacidad Instalada (KVA)	6977.50
Potencia Activa (kw)	6907.73
Potencia Reactiva (kvar)	984.30
Longitud Total (mts)	2728.90
Factor de Potencia	0.99

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
5,014.91	d1	1	1	35.87	3.75	36.07	126.00
	d2	1	2	191.29	20.01	192.33	145.80
	d3	1	3	64.56	6.75	64.91	102.30
	d4	1	4	9.56	1.00	9.61	106.10
	d5	1	5	191.30	20.01	192.34	216.00
	d6	1	6	3,681.54	399.68	3,703.17	1,267.80
	d7	1	7	215.22	22.52	216.40	265.90
1,962.59	d1	2	8	71.73	7.50	72.12	78.10
	d2	2	9	47.82	5.00	48.08	112.50
	d3	2	10	1,145.51	120.86	1,151.87	934.80
	d4	2	11	35.87	3.75	36.07	144.10
	d5	2	12	50.21	5.25	50.48	78.60
	d6	2	13	334.99	35.16	336.83	592.70

Tabla 36. Protecciones ramales Circuito 14

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	5,014.91	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.1260	36.07	627.334745	XS
d2			0.1458	192.33	703.132009	XS
d3			0.1023	64.91	506.385078	XS
d4			0.1061	9.61	531.062384	XS
d5			0.2160	192.34	1041.6749	XS
d6			1.2678	3,703.17	1663.02516	XS
d7			0.2659	216.40	1275.92585	XS

SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	1,962.59	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.0781	72.12	147.645418	XS
d2			0.1125	48.08	215.381997	XS
d3			0.9348	1,151.87	757.860263	XS
d4			0.1441	36.07	277.611797	XS
d5			0.0786	50.48	150.291343	XS
d6			0.5927	336.83	963.586301	XS

Circuito 15

Tabla 37. Capacidad instalada ramales Circuito 15

Capacidad Instalada (KVA)	5459.50
Potencia Activa (kw)	5077.34
Potencia Reactiva (kvar)	2006.69
Longitud Total (mts)	1921.50
Factor de Potencia	0.93

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
2,830.44	d1	1	1	392.80	148.96	420.10	1,690.60
	d2	1	2	79.89	30.27	85.43	93.10
	d3	1	3	749.22	284.01	801.24	861.70
	d4	1	4	639.65	242.40	684.04	687.50
	d5	1	5	530.09	200.89	566.88	708.50
	d6	1	6	136.07	51.89	145.63	254.90
2,629.06	d1	2	7	102.72	38.92	109.85	256.50
	d2	2	8	1,481.52	563.04	1,584.90	1,371.50
	d3	2	9	159.79	60.54	170.87	197.10
	d4	2	10	182.63	69.19	195.30	222.10
	d5	2	11	239.72	90.82	256.35	251.00
	d6	2	12	164.36	62.27	175.76	216.50

Tabla 38. Protecciones ramales Circuito 15

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	2,830.44	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			1.6906	420.10	4074.91911	XS
d2			0.0931	85.43	255.559777	XS
d3			0.8617	801.24	1748.55398	XS
d4			0.6875	684.04	1475.64721	XS
d5			0.7085	566.88	1603.7294	XS
d6			0.2549	145.63	684.357296	XS

SECTOR 2						
S2	Ps(x)(KVA)	2,629.06	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.2565	109.85	646.179566	XS
d2			1.3715	1,584.90	1432.06859	XS
d3			0.1971	170.87	484.509376	XS
d4			0.2221	195.30	540.53977	XS
d5			0.2510	256.35	595.552056	XS
d6			0.2165	175.76	531.140349	XS

Circuito 16

Tabla 39. Capacidad instalada ramales Circuito 16

Capacidad Instalada (KVA)	2127.50
Potencia Activa (kw)	2042.40
Potencia Reactiva (kvar)	595.70
Longitud Total (mts)	3371.30
Factor de Potencia	0.96

Acumulada por sector en KVA	Consecutivo derivada del sector	Sector	DERIVADA	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia aparente	Longitud
2,127.50	d1	1	1	491.40	136.62	510.04	554.00
	d2	1	2	153.52	42.65	159.33	117.80
	d3	1	3	153.51	42.65	159.32	187.40
	d4	1	4	334.73	93.02	347.41	483.50
	d5	1	5	128.96	35.83	133.84	147.00
	d6	1	6	199.59	55.45	207.15	143.30
	d7	1	7	337.85	93.94	350.67	587.80

Tabla 40. Protecciones ramales Circuito 16

SECTOR 1						
S1	Ps(x)(KVA)	2,127.50	L.s(x).d(y)	Potencia d(y)	(Ps-Pd)Ld	Elem.Man. Y/o Pro
d1			0.5540	510.04	896.073827	XS
d2			0.1178	159.33	231.849922	XS
d3			0.1874	159.32	368.836061	XS
d4			0.4835	347.41	860.671299	XS
d5			0.1470	133.84	293.067292	XS
d6			0.1433	207.15	275.186242	XS
d7			0.5878	350.67	1044.42244	XS

8. DETERMINACIÓN DE OBRAS Y PRESUPUESTO

La determinación del presupuesto o costo de realización de la propuesta será determinado por la aplicación de los costos de Unidades Constructivas establecido en la Resolución CREG 082 2002 la cual establece los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. “Que la ley 143 de 1994, artículo 45, dispuso que los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la comisión de regulación de energía y gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además tendrá, en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables”.²

Como se mencionó en capítulos anteriores, la privatización del sector ha hecho que los inversionistas privados esperen una rentabilidad mínima de sus inversiones, lo cual introduce dentro de la evaluación de los proyectos los indicadores financieros que permitan medir dicha rentabilidad y permitan tomar más efectivamente las decisiones de inversión. Entre los indicadores financieros considerados se tiene la relación costo beneficio, la TIR (Tasa Interna de retorno) y el VPN (Valor Presente Neto).

² Resolución CREG 082 de 2002. Comisión de Regulación de Energía y gas. En: Diario Oficial Santafé de Bogotá: (8, Mar., 2002); p. 5

Tabla 41. Cantidades y presupuesto

IMPLEMENTACIÓN			
INVERSIÓN IMPLEMENTACIÓN MUNICIPIO DE TULUÁ			
ACCIONES A DESARROLLAR	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR
1. Cambio de calibre de Troncales			
1.1 Km. de cambio de red 3F en conductor 4/0 ACSR	Km.	24.63	1,107.9
1.2 Km. de cambio de red 3F en conductor 477 MCM	Km.	4.99	443.3
1.1 Km. de cambio de red 3F en conductor 1/0 ACSR	Km.	1.10	39.4
2. Construcción de red			
2.1 Km. de construcción 3F en conductor 4/0 ACSR aer.	Km.	0.37	23.5
2.2 Km. de construcción 3F en conductor 477 ACSR aerea	Km.	3.37	345.6
2.3 Km. de construcción 3F en conductor 2 ACSR area	Km.	0.21	10.8
2.3 Km. de construcción 3F en conductor 1/0 ACSR area	Km.	0.15	7.7
3. Juegos de Cortacircuitos			
3.1 Montaje cortacircuitos	UNIDAD	183.00	127.6
4. Seccionadores			
4.1 Montaje de Seccionadores	UNIDAD	140.00	76.7
5. Montaje ITC telecomandados			
5.1 Montaje ITC	UNIDAD	24.00	792.0
5.2 Telecomando	UNIDAD	26.00	182.0
6. Instalación de celdas 13.8 kV	UNIDAD	0.00	0.0
7. Montaje estructura de retención			
7.1 Montaje de estructura retención trifásica	UNIDAD	323.00	325.3
7.2 Apertura de circuito	UNIDAD	37.00	37.3
8. Montaje Autoseccionador	UNIDAD	0.00	0.0
9. Detectores de paso de Falta	UNIDAD	117.00	62.8
10. Montaje Recloser	UNIDAD	0.00	0
Total inversión Arquitectura de red Tulua			3,582
Porcentaje de Inversión Reconocida			47%

9. CONCLUSIONES

Si bien es cierto que la normalización de la red contribuye a mejorar la continuidad del servicio, se requiere actuar sobre otras variables como son: el diagnóstico y eliminación de la causa – raíz de la falla, la revisión de los criterios de operación y mantenimiento, la información del sistema veraz y oportuna, esto con el propósito de establecer metas claras y alcanzables en los índices de calidad del servicio.

Es necesaria la creación de mecanismos de control e indicadores de seguimiento de la normalización para establecer el impacto sobre la mejora de la calidad del servicio.

En la normalización e instalación de equipos se debe cumplir con los aspectos de señalización de seguridad acuerdo con la Regulación vigente y aquellas normas aplicables a los equipos sugeridos en la normalización.

Resulta importante mencionar que seguido al establecimiento de los criterios de normalización de la red, se debe promulgar los criterios de operación y mantenimiento que garantice un mejor resultado en los objetivos planteados dentro del Plan de acción de la Gerencia de Distribución, en lo correspondiente a asegurar la continuidad en la prestación de servicio para todos los clientes.

Se recomienda mediar ante el regulador para la inclusión de una nueva unidad constructiva para las estructuras de cable cero, ya que en la resolución CREG 082 del 2002 donde se establecen los cargos por uso del sistema de transmisión regional y distribución local solo existen dos tipos de unidades constructivas para los diferentes calibres; esta propuesta de estructura de red definió que en centros urbanos de gran carga el calibre del cable cero utilizado para estas estructuras es de 477 Kcmil, el costo de construcción de un km línea en calibre 477 Kcmil es aproximadamente el doble de construcción de un km de línea 4/0 ACSR (tipo II según resolución 082 de 2002), esta gran diferencia de costo hace necesario que busquemos la forma de que se apruebe una nueva unidad constructiva (km línea en conductor tipo III) para el nivel de tensión II.

Al cronograma de obras se debe llevar en paralelo una labor de trabajo social con la comunidad y entes municipales afectados para mostrar los beneficios del proyecto y la política de calidad en el servicio adquirida por CETSA E.S.P.

Las redes del municipio donde se implante esta estructura de red, se debe realizar un seguimiento y planificación para determinar la evolución de las estructuras.

Es necesario hacer un levantamiento en el sitio al decidir la implementación de uno u otro circuito para determinar la existencia de elementos sugeridos en el momento del estudio; aparte de determinar si en las estructuras de apoyo sugeridas se utilizó alguna red particular para efectuar sus respectivos marcos jurídicos.

Se debe generar una gran difusión al interior de CETSA E.S.P de la filosofía del proyecto y capacitar al personal directamente relacionadas con la red como lo son diseño, mantenimiento y construcción, para garantizar la preservación de las diferentes estructuras propuestas y la adaptación de las futuras redes y cargas que produzca el crecimiento del sistema.

Se recomienda tratar de mantener balanceado el sistema, lo cual quiere decir que al conectar una carga monofásica se realice un análisis de cuales fases conectar y no realizarlo de una manera empírica.

Se deben retirar fusibles y cuchillas que se encuentren en serie en las líneas que se definieron como principales.

Con la implantación del proyecto se debe definir un control energético y redefinir puntos frontera de medida, para no incurrir en gastos innecesarios hoy en día.

En la aplicación de los elementos de protección definidos para derivadas, subderivadas y racimos se debe aplicar la política de normalización de protecciones para el sistema CETSA E.S.P.

La definición de un mercado u otro se determinó en gran parte por los grupos establecidos por el regulador en los indicadores de calidad DES y FES.

Las maniobras propuestas en la red en caso de riesgo o trabajos programados deben ser devueltas a su estado inicial después de despejada la falla o terminado el trabajo, para no incurrir en pérdidas innecesarias y sobre carga en los circuitos.

En este estudio para las simulaciones no se tuvo en cuenta los bancos de condensadores existentes lo cual nos da un margen más amplio en los resultados obtenidos.

El proceso de ordenamiento de la red contribuye a mejorar la calidad de servicio, permitiendo concentrar los recursos de mantenimiento y obras; como resultado de su implantación se obtendrán redes sencillas y ordenadas, que permiten una explotación más fácil y ágil, y en un futuro, aplicar fácilmente tecnologías de automatización.

La aplicación de este proyecto ofrecerá: garantía en el suministro, segmentación de mercados, adaptabilidad al crecimiento, ocupación máxima, mínimas pérdidas, mínima inversión,

BIBLIOGRAFÍA

ARAGÓN RANCEL, Luis E. Seminario I Automatización de Sistemas de Distribución, Universidad del Valle. Santiago de Cali: (19, Nov., 2007)

CORBELLA Xavier; CREEMERS, Tom; FERRARONS, Carles; GIRALT, Luís Ros; RIERA, Jordi; ROCA, Joseph. Programación Óptima de Tareas de Mantenimiento Y Reconfiguración Sobre Redes de Media Tensión. Madrid: Jornadas Luso, 1992. 1.144 p.

Criterios de Arquitectura de Red, área caribe. Versión 6. Barranquilla: Unión Fenosa, 2004. 125 p.

Criterios de normalización y modernización del sistema de distribución. Gerencia de Distribución Codensa. Santafé de Bogotá: Planeta, 2006. 86 p.

LEE, Willis; DEKKER, Marcel. Gujarati Damodar Econometría. New York: Mc Graw Hill, 2002. 456 p.

POT, Plan de Ordenamiento Territorial Municipio de Tulúa [en línea]. Tulúa: Alcaldía de Tulúa, 2007. [Consultado 10 de Octubre, 2007]. Disponible en Internet: <http://www.tulua.gov.co>

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Santafé de Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2004. 274 p.

Resolución CREG 070 de 1998. Comisión de Regulación de Energía y gas. En: Santafé de Bogotá: Diario Oficial, (17, May., 1998); 14 p.

Resolución CREG 082 de 2002. Comisión de Regulación de Energía y gas. En: Santafé de Bogotá: Diario Oficial, (8, Mar, 2002); 12 p.

TURAN, Gönen. Electric Power Distribution System Engineering. New York: Mc Graw Hill, 2000. 465 p.